



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal do Pampa

MARIO EDUARDO SANTOS BORBA

**ESTUDO DE REPOTENCIAÇÃO E MODELAGEM DE ROTOR FRANCIS
PARA PCH DE BOM JESUS DO GALHO/MG**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para o Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em 17 de agosto de 2022.

Banca examinadora:

Prof. Dra. Cristine Machado Schwanke
Orientadora
UNIPAMPA

Prof. Dr. César Gabriel dos Santos

UFSM

Prof. Dr. Cristiano Correa Ferreira

UNIPAMPA



Assinado eletronicamente por **CRISTINE MACHADO SCHWANKE, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 19/08/2022, às 13:46, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **César Gabriel dos Santos, Usuário Externo**, em 20/08/2022, às 14:18, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **CRISTIANO CORREA FERREIRA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 21/08/2022, às 18:35, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0902907** e o código CRC **A2AF554D**.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

MARIO EDUARDO SANTOS BORBA

**ESTUDO DE REPOTENCIAÇÃO E MODELAGEM DE ROTOR FRANCIS
PARA PCH DE BOM JESUS DO GALHO/MG**

**Bagé - RS
2022**

MARIO EDUARDO SANTOS BORBA

**ESTUDO DE REPOTENCIAÇÃO E MODELAGEM DE ROTOR FRANCIS
PARA PCH DE BOM JESUS DO GALHO/MG**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de graduação em Engenharia de Energia, da Universidade Federal do Pampa (UNIPAMPA) – Campus Bagé, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Cristine Machado Schwanke

**Bagé-RS
2022**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais).

726e Borba, Mario Eduardo Santos

Estudo de repotenciação e modelagem de rotor francis para pch de bom
bom jesus do galho/MG / Mario Eduardo Santos Borba. 85 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação)-- Universidade
Federal do Pampa, ENGENHARIA DE ENERGIA, 2022.

“Orientação: Prof^ª. Dr^ª Cristine Machado Schwanke”.

1. Repotenciação. 2. Modelagem. 3. PCH. I. Título.

MARIO EDUARDO SANTOS BORBA

**ESTUDO DE REPOTENCIAÇÃO E MODELAGEM DE ROTOR FRANCIS
PARA PCH DE BOM JESUS DO GALHO/MG**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de graduação em Engenharia de Energia, da Universidade Federal do Pampa (UNIPAMPA) – Campus Bagé, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 17 de agosto e 2022.

Banca examinadora:

Prof^a. Dr^a. Cristine Machado Schwanke
Orientador
UNIPAMPA

Prof. Dr. Cristiano Corrêa Ferreira
UNIPAMPA

Prof. Dr. César Gabriel dos Santos
UFSM

Dedico este trabalho principalmente para as pessoas que acompanharam todo o processo de dedicação para essa formação. Meus pais: Mario e Maria Rosângela.

AGRADECIMENTO

Aos meus familiares, pelo amor incondicional. Sempre estão comigo, me incentivando nos períodos difíceis e celebrando nos bons momentos.

A Prof^a. Dr^a. Cristine Schwanke por toda a disponibilidade e apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores e colegas de curso pelo convívio e troca de conhecimentos. Certamente o tempo compartilhado com todos foi determinante para os resultados alcançados.

RESUMO

Com o objetivo de avaliar a importância da geração hidráulica e sua relação com o planejamento energético e operação do sistema elétrico, o presente trabalho buscou analisar os possíveis desdobramentos de uma crise hídrica para o sistema, além de examinar uma medida para otimizar a potência instalada das centrais hidrelétricas brasileiras através de uma ação de repotenciação. O projeto baseou-se na coleta de informações encontradas no catálogo de usinas da CEMIG (Companhia de Energia de Minas Gerais) para a PCH de Bom Jesus do Galho, onde se fez uso dos dados referentes a casa de força para posteriormente dimensionar as características da máquina. As características construtivas da turbina foram dimensionadas através de uma metodologia de cálculos aliados a ferramentas computacionais para obter melhores resultados. Posteriormente, realizou-se a modelagem no software de simulação *Ansys* para avaliar os possíveis ganhos. A partir da modelagem da turbina desenvolvida, foram analisados o uso da repotenciação da PCH e verificado a viabilidade econômica dessa ação a fim de estabelecer, qual seria o retorno financeiro da implementação da repotenciação da usina de Bom Jesus do Galho.

Palavras-Chave: Centrais Hidrelétricas; Repotenciação; Turbina Francis; Dimensionamento; Modelagem; Viabilidade econômica.

ABSTRACT

With the objective of evaluating the importance of hydraulic generation and its relationship with the energy planning and operation of the electrical system, the present work sought to analyze the possible consequences of a crisis management and rationing for the system, in addition to examining a measure to optimize the installed power of the Brazilian hydroelectric plants through a repowering action. The project was based on the collection of information found in the catalog of plants of CEMIG (Companhia de Energia de Minas Gerais) for the SHP of Bom Jesus do Galho, where data referring to the power house was used to later dimension the characteristics of the machine. The constructive characteristics of the turbine were dimensioned through a methodology of calculations allied to computational tools to obtain better results. Subsequently, the modeling was carried out in the Ansys simulation software to evaluate the possible gains. Based on the turbine model developed, the use of SHP repowering was analyzed and the economic viability of this action was verified in order to establish what would be the financial return of implementing the repowering of the Bom Jesus do Galho plant.

Key words: Hydroelectric Power Plants; repowering; Francis turbine; Sizing; Modeling; Economic viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Energia interna consumida.....	17
Figura 2 - Capacidade instalada.....	18
Figura 3 - Evolução do atendimento à demanda máxima do SIN.....	21
Figura 4 - Planejamento e iniciativas no despacho da geração.....	22
Figura 5 - Processo de ação na coordenação de usinas.....	23
Figura 6 - Relação entre custo total e armazenamento e ponto ótimo da geração.....	24
Figura 7 - Volume útil dos reservatórios Sudeste e Centro-Oeste.....	26
Figura 8 - Volume útil considerado dos reservatórios de usinas hidrelétricas.....	26
Figura 9 - Custo relativo de energia por fontes.....	27
Figura 10 - Curva de Capabilidade.....	30
Figura 11 - Usinas instaladas no Brasil.....	32
Figura 12 - Desgaste dos componentes da geração hidráulica e ganhos trazidos pelo progresso tecnológico e os efeitos da repotenciação promovidas em uma UHE.....	37
Figura 13 - Distribuição das perdas versus velocidade específica em uma turbina Francis.....	38
Figura 14 - Operações gerenciais para usinas em funcionamento.....	39
Figura 15 - Operações para usinas desativadas.....	40
Figura 16 - Geração hidrelétrica em corte e em perspectiva.....	41
Figura 17 - Processos de conversão de energia na geração hidráulica.....	42
Figura 18 - Forças atuantes sobre a superfície de uma pá.....	43
Figura 19 - Cortes de uma turbina Pelton.....	45
Figura 20 - Rotor Kaplan.....	45
Figura 21 - Trajetória fluido em uma turbina de fluxo misto.....	46
Figura 22 - Rotor Francis com sistema diretor.....	46
Figura 23 - Campo de aplicação de turbinas hidráulicas.....	47
Figura 24 - Trajetória de uma partícula fluída na turbomáquina.....	49
Figura 25 - Triângulo de velocidades.....	49
Figura 26 - Velocidade absoluta.....	50
Figura 27 - Seção transversal do perfil da pá.....	51
Figura 28 - Processo de modelagem computacional.....	52
Figura 29 - Dados da usina hidrelétrica de Bom Jesus do Galho.....	55
Figura 30 - Projeção coroa interna.....	65
Figura 31 - Projeção coroa externa.....	65
Figura 32 - Perfil da superfície média da pá.....	66
Figura 33 - Linhas de corrente na superfície média da pá.....	67
Figura 34 - Traçado da linha média em verdadeira grandeza da corda $5e-4e$	70
Figura 35 - Traçado da linha média em verdadeira grandeza da corda $5i-4i$	70
Figura 36 - Perfil da pá em verdadeira grandeza.....	71
Figura 37 - Desenho da pá da turbina Francis.....	71
Figura 38 - Dados iniciais da geração.....	72
Figura 39 - Dados da geometria do distribuidor.....	73
Figura 40 - Dimensões calculadas.....	74
Figura 41 - Dimensões do sistema diretor.....	74
Figura 42 - Montagem do sólido dimensionado pela ferramenta CPD-Ansys.....	75
Figura 43 - Malha realizada para uma pá da turbina.....	75
Figura 44 - Histórico de geração da PCH de Bom Jesus do Galho.....	77
Figura 45 - Viabilidade Financeira para um período de concessão.....	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade instalada na última década.....	18
Tabela 2 - Potencial hidrelétrico brasileiro.....	19
Tabela 3 - Expectativa de vida útil dos componentes de uma usina hidrelétrica	33
Tabela 4 - Dados da PCH de Bom Jesus do Galho.....	55
Tabela 5 - Dimensionamento da velocidade de rotação da turbina	57
Tabela 6 - Dados referentes aos valores calculados no algoritmo Python	64
Tabela 7 - Dimensões da aresta de entrada da pá.....	66
Tabela 8 - Dimensões da aresta de saída da pá.....	67
Tabela 9 - Dimensões da aresta de entrada da pá parte 1	68
Tabela 10 - Dimensões da aresta de entrada da pá parte 2.....	68
Tabela 11 - Dimensões da aresta de saída da pá parte 1.....	69
Tabela 12 - Dimensões da aresta de saída da pá parte 2.....	69
Tabela 13 - Viabilidade financeira	78

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

LISTA DE SIGLAS

EPE	Empresa de Pesquisa Energética
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
UHE	Usina Hidrelétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional do Sistema
UTE	Usina Termelétrica
EAR	Energia Armazenada nos Reservatórios
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
EPE	Empresa de Pesquisa Energética

LISTA DE ACRÔNIMOS

CAM	Computer Aided Engineering
CFD	Computacional Fluid Dynamics

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	13
2 OBJETIVOS	16
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
3.1 Demanda de energia	17
3.2 Crise hídrica	25
3.3 Repotenciação	32
3.4 Usinas hidrelétricas	40
3.5 Modelagem e simulação computacional	52
4 METODOLOGIA.....	54
5. ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS	64
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	80
7. REFERÊNCIAS.....	82

1 INTRODUÇÃO

O uso extensivo da energia por parte do homem o levou as grandes mudanças na forma como a sociedade se organizou ao longo da história. O domínio de processos industriais, emprego de técnicas de extração de recursos naturais que poderiam ser convertidos em manufaturas largamente utilizadas, fizeram com o que esse uso extensivo passou a ser cada vez mais requisitado e intensivo nos meios de produção. Com o avanço social e tecnológico pautados nos meios de produção, a solicitação de mais recursos energéticos, colocou-os esses insumos como essenciais na promoção do avanço crescente da sociedade para fomentar avanço contínuo do estado atual. Portanto, conforme se modifica as condições sociais e tecnológicas de uma sociedade, aumenta os processos produtivos e por consequência a demanda por energia.

Esse modelo de desenvolvimento tornou a energia um dos insumos principais para se projetar um crescimento econômico e melhoria social em um país. Neste sentido, a necessidade de comportar a demanda de energia levou ao setor energético o dever de elaborar um planejamento dos recursos energéticos com intuito de compor uma gestão do insumo, elaborar estudo de inventários e novas oportunidades de expansão da oferta de energia a fim de manter o equilíbrio entre o consumo e a geração de energia.

Dentre as diversas formas de geração de energia, Pomilio (2021) cita que energia elétrica é o melhor vetor energético disponível na atualidade. Por vetor energético se entende uma modalidade de energia que pode ser transmitido de um local a outro e pode ser transformado em outra forma de energia (POMILIO, 2021). No que tange os meios de geração, todos derivam de interações fundamentais da natureza: gravitacional, eletromagnética ou nuclear (ROSA, 1985). Além disso, a capacidade de geração de energia elétrica é obtida de acordo com as características dos locais de geração.

No Brasil, conforme cita Lima (2018), existe uma elevada quantidade de recursos hídricos, contribuindo para que a energia gerada pelas centrais hidrelétricas constitua a maior parte da energia elétrica gerada na matriz energética brasileira.

Dada a importância para dos recursos hídricos para o Brasil, as centrais hidrelétricas desempenham um papel fundamental na geração de eletricidade

desde a primeira construção de uma usina hidrelétrica em 1883 até os dias atuais (GOMES, 2013). no Ribeirão do Inferno, um afluente do rio Jequitinhonha, que, em 1883. Essa usina foi responsável pelos primeiros 500 kW brasileiros de hidroeletricidade, ainda durante o reinado de D.Pedro II (GOMES, 2013). Porém, com uma geração centralizada nesta fonte e bastante dependente do regime de chuvas, o nível dos reservatórios brasileiros foram substancialmente sendo reduzido ao longo dos anos, o que por sua vez dependeu de fatores ambientais como aquecimento global, inundação de grandes áreas, desmatamento, fatores os quais o Brasil possui um longo histórico de agravantes. Isso restringiu a oferta de energia e colocou o país em algumas crises hídricas, gerando problemas de estabilidade ao sistema elétrico brasileiro, culminando em problemas de abastecimento e racionamento de energia elétrica no ano 2001.

Com a prerrogativa de ter uma maior versatilidade no uso dos recursos hídricos e expansão do setor energético, o planejamento feito por órgãos reguladores e empresas de pesquisas energética, buscou através de inventários as potencialidades de recursos que possam ser explorados no Brasil a fim de corroborar para a oferta de energia elétrica.

Schappo & Rocha (2005), afirmam que grande parte do potencial hidrelétrico brasileiro se encontra em regiões de pequenas ou médias quedas d'água. Mediante a isso, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), através da lei 10.438/02 referente a expansão da oferta de energia emergencial destina recursos aos empreendimentos caracterizados como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs), com intuito de aproveitar potencialidades de recursos hídricos com menores impactos ambientais e sociais.

Além de estudos de inventário para novos empreendimentos, uma ação mais imediata no sentido de viabilizar a geração de energia elétrica de modo que maximize a potência instalada das instalações já existentes, é o uso da repotenciação de usinas hidrelétricas. Em um estudo feito pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) sobre repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas estimou-se um o montante adicional de energia de $272 MW_{Médio}$ correspondente a uma potência de $605 MW$ (EPE, 2019).

Desta forma, compreende-se a possibilidade de modernizar o setor hidráulico com o objetivo de averiguar a potência instalada ou fator de capacidade,

de acordo com novas metodologias que poderão ser aplicadas a fim de alcançar melhores níveis de eficiência energética do sistema.

Tendo em vista essas atribuições, foi analisado o tipo de rotor de uma turbina Francis para PCH de Bom Jesus do Galho, em Minas Gerais. A partir da análise, verificada a possibilidade de otimizar com a substituição do rotor Francis com uma nova potência instalada na geração e obter uma viabilidade financeira da ação de repotenciação proposta.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

Verificar o potencial hidráulico de uma turbina que necessita de ações de repotenciação, modelar através de uma metodologia exploratória de dimensionamento de uma turbina e calcular os benefícios da repotenciação no contexto de ações de eficiência energética na matriz energética brasileira.

2.2 Objetivos específicos

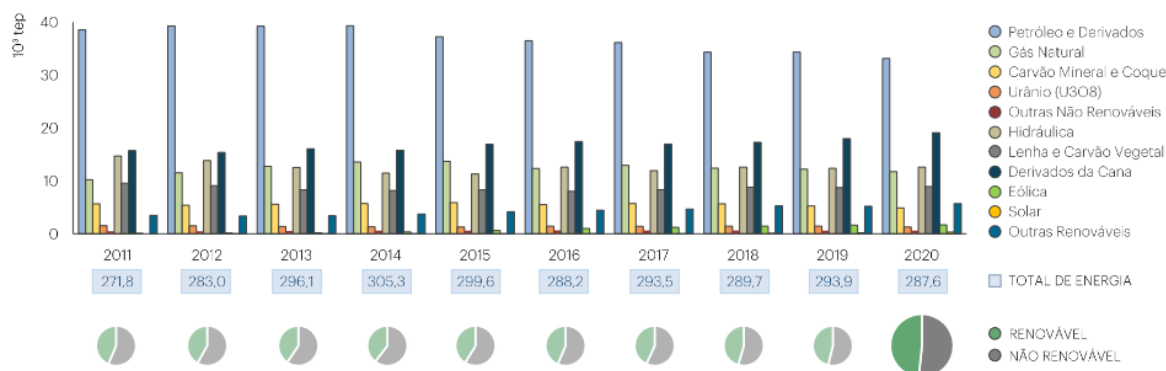
- Analisar os impactos da repotenciação na matriz energética;
- Estudar metodologias de dimensionamento de uma turbina hidráulica;
- Observar a repotenciação como medida de eficiência energética e seus possíveis ganhos para o Sistema;
- Buscar maior conhecimento a respeito do planejamento e despacho de geração hidrotérmico no sistema elétrico brasileiro.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Demanda de energia

A expansão dos setores econômicos durante as próximas décadas impactará diretamente a demanda de energia. Na última década, o Brasil passou de 271,8 TEP (tonelada equivalente de petróleo) para 287,6 TEP. O crescimento pouco expressivo, se justifica por crises climáticas que afetam diretamente a oferta hidráulica, e nesses últimos anos, a pandemia que se intensificou mundialmente, modificando os perfis de carga e reduzindo o consumo nos setores econômicos. Apesar disso, mostrou-se uma tendência de crescimento considerável entre 2011-2014, como pode ser observado nesta figura de referente a oferta interna de energia nesta última década.

Figura 1 - Energia interna consumida



Fonte: EPE, 2011.

Segundo o banco de informações de geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em setembro de 2019 o Brasil possuía 1.355 empreendimentos em operação, perfazendo um total de 106.47 GW de potência. 100.5 GW da capacidade instalada brasileira são provenientes de 217 usinas hidrelétricas ou 60,31 % correspondente da capacidade total do país. Outros 5.97 GW são condizentes as 713 centrais geradoras e 425 pequenas centrais hidrelétricas. As centrais hidrelétricas correspondem a cerca 60% da matriz elétrica brasileira.

Tabela 1 - Capacidade instalada na última década

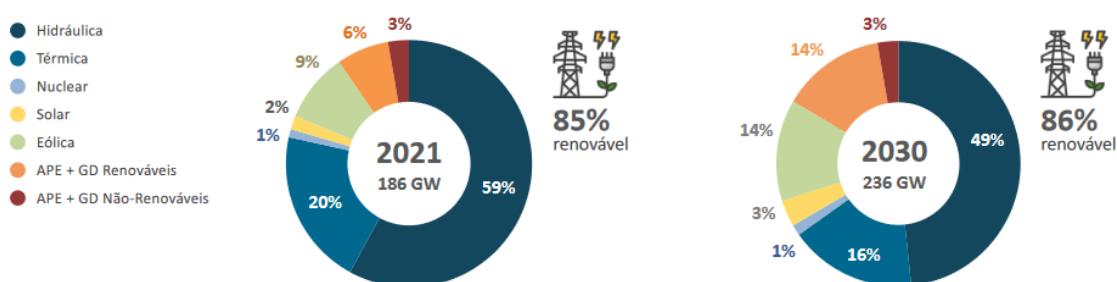
FONTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
HIDRO ⁽¹⁾	75,7%	73,4%	70,4%	67,0%	66,5%	66,8%	66,7%	67,2%	67,6%	67,3%	67,3%
URÂNIO	1,8%	1,7%	1,6%	1,5%	1,5%	1,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,1%	2,0%
GÁS NATURAL	8,4%	8,1%	8,3%	8,5%	8,4%	8,3%	7,9%	7,5%	7,2%	7,0%	6,8%
CARVÃO	1,6%	2,2%	2,6%	2,4%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,0%	1,9%	1,9%
ÓLEO COMBUSTÍVEL	2,2%	3,2%	4,2%	6,6%	6,5%	6,2%	5,9%	5,7%	5,4%	5,3%	5,1%
ÓLEO DIESEL	1,4%	1,3%	1,2%	1,1%	1,1%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
GÁS DE PROCESSO	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
PCH	3,5%	3,6%	3,4%	3,3%	3,4%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,6%	3,8%
BIOMASSA	4,1%	4,7%	5,1%	5,0%	5,2%	5,2%	5,2%	5,1%	5,1%	5,2%	5,4%
EÓLICA	0,8%	1,1%	2,6%	4,0%	4,6%	5,0%	5,2%	5,6%	5,9%	6,4%	6,7%
TOTAL⁽²⁾	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: EPE, adaptado pelo autor, 2022.

O impacto é considerável. Porém, o seu percentual de participação na geração vem diminuindo, conforme indica a tabela 1 referente a capacidade instalada ao longo desta última década.

Para a próxima década, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2029 da EPE, projetou que o consumo no Brasil terá uma taxa de crescimento média de 2,5% ao ano, entre 2019 até 2029, conforme figura referente a projeção da capacidade instalada para próxima década.

Figura 2 - Capacidade instalada.



Fonte: EPE, 2021.

Nota-se que a expansão da matriz energética crescerá em cerca de 50 GW de capacidade instalada e um incremento de 1% no uso de fontes renováveis. Apesar disso, o uso de fontes predominantes como as centrais hidrelétricas perde-se um pouco do protagonismo, dando lugar a fontes como solar e eólica. A estimativa para próxima é uma redução de 10% da participação das fontes hidráulicas na matriz energética brasileira, sendo este efeito decorrente das barreiras impostas na viabilização de novos empreendimentos em algumas regiões brasileiras. A tabela 2 representa o potencial hidrelétrico brasileiro conforme bacia hidrográfica.

Tabela 2 - Potencial hidrelétrico brasileiro

Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada Estágio por Bacia Hidrográfica (valores em MW)
Dezembro de 2018 - Fonte: Sipot Eletrobras

Bacia	Total Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Total Geral
Rio Amazonas	30.594,79	38.537,84	774,00	997,98	783,88	23.246,43	94.934,92
Rio Tocantins	1.874,60	8.383,36	3.258,00	167,19	0,00	13.252,68	26.935,83
Atlântico Norte e Nordeste	706,70	871,01	466,00	49,69	0,00	812,00	2.905,40
Rio São Francisco	1.560,98	3.649,12	6.355,10	254,81	0,00	10.785,75	22.605,76
Atlântico Leste	1.422,50	5.759,17	440,90	881,73	27,60	5.455,35	13.987,25
Rio Paraná	5.085,70	9.644,84	1.833,83	2.189,64	399,83	43.635,56	62.789,40
Rio Uruguai	341,70	4.058,56	292,00	473,02	148,40	6.415,18	11.728,86
Atlântico Sudeste	2.031,06	1.870,37	2.218,00	410,54	5,37	3.817,91	10.353,25
Totais	43.618,03	72.774,27	15.637,83	5.424,60	1.365,08	107.420,86	246.240,67

Fonte: Eletrobrás, 2018.

Observa-se na figura que mostra a grande maioria do potencial hidrelétrico brasileiro se encontra na bacia do Amazonas, com total geral de 94.934,92 MW ou 38,55% do potencial total brasileiro. Referente a viabilidade, apenas 774 MW ou 4,94% do potencial da bacia poderá ser aproveitado. Isso é bastante inferior em proporções, se comparado a bacia do rio São Francisco, por exemplo, que possui um potencial total de 22.605 MW (9,18%), enquanto a viabilidade representa 6.355 MW (40,63%). Segundo o documento do ministério de Minas e Energia referente as soluções energéticas para a Amazônia, os aspectos que limitam a utilização deste enorme potencial para a geração de energia são a grande dispersão entre os poucos centros urbanos da região hidrográfica, as grandes distâncias entre os potenciais e os principais centros consumidores nas demais regiões do país e os possíveis riscos ambientais resultantes de áreas alagadas, para construção de hidrelétricas.

Mediante a essas restrições, a dificuldade de se viabilizar uma nova UHE nesta região contrasta com o planejamento energético brasileiro, que baseia seus estudos no aumento do consumo pautado pelo desenvolvimento social e tecnológico do país. Com a geração centralizada tendo dificuldades de aumentar sua participação relativa na matriz elétrica brasileira e sabendo que esta compõe um papel fundamental como principal geração de energia elétrica, instaura-se questionamentos a respeito da fonte e, atualmente, uma desconfiança a respeito da energia firme obtida da geração, o que culmina em discussões a respeito da possibilidade de racionamento de energia elétrica devido à crise hídrica presente.

- **Coordenação da geração**

Na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro, a mobilização se concentra no despacho de usinas de grande porte com uso intensivo do parque hidrotérmico brasileiro. No trabalho desenvolvido por Borborema (2015), é discorrido a respeito do processo de operação e despacho dessas usinas, assim como o planejamento de médio, curto e curtíssimo prazo a fim de atender a demanda energética.

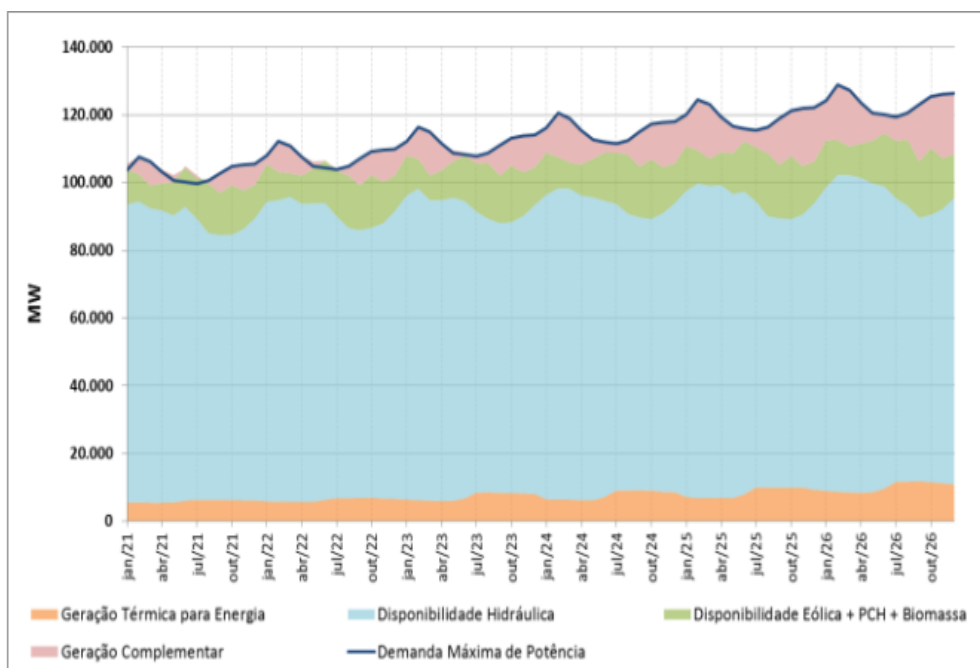
Segundo ele, o Brasil utiliza de geração flexível e inflexível para o constante atendimento da demanda de energia elétrica do sistema. A geração inflexível, também chamada de geração de base, é a quantidade de energia gerada por usinas que são despachadas continuamente. Tecnologias energéticas com elevado custo de investimento e baixo custo de operação e manutenção são as mais apropriadas para a geração de base; usinas hidrelétricas, termelétricas a carvão e centrais nucleares são exemplos de usinas de geração de base (BORBOREMA, 2015).

Assim, em momentos de maior demanda de energia, o volume de geração inflexível é complementado pela ativação de outros recursos de geração flexível; tecnologias com menor custo de investimento e custo de operação e manutenção elevados são indicados para a complementação da geração inflexível; usinas termelétricas a óleo e gás natural e as usinas hidrelétricas supermotorizadas são exemplos de geração flexível (BORBOREMA, 2015; WEITZEL, 2006).

Além disso, em seu trabalho ele retrata através de uma figura que ilustra as mudanças no atendimento da demanda máxima do SIN. Nela, é representado o comportamento da demanda máxima e a disponibilidade de potência flexível e inflexível para o suprimento de potência instantânea. Observa-se na figura que na maioria dos intervalos a demanda é completamente atendida com a geração inflexível, ou seja, geração hidráulica, eólica e térmicas, principalmente as que utilizam óleo como combustível (BORBOREMA, 2015).

Porém, como destaca Borborema (2015), há intervalos em que existe a necessidade da complementação da geração inflexível para o atendimento da demanda, como destacado na figura 3. Esta complementação é feita incluindo a Geração Térmica (GT) das usinas térmicas para atendimento da demanda. Nesta condição, devido ao alto custo de operação e manutenção desta fonte, há um aumento do custo de operação do sistema.

Figura 3 - Evolução do atendimento à demanda máxima do SIN



Fonte: ONS, 2013.

Nesse sentido, a operação do despacho de geração de energia no Brasil segue um planejamento, de forma que a demanda seja atendida completamente e que os recursos sejam utilizados de maneira eficiente.

- **Processo de planejamento e despacho da geração**

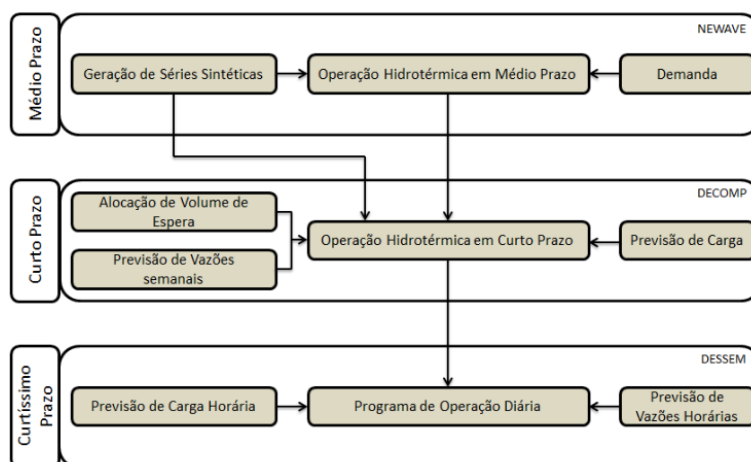
Sendo a demanda de energia dependente do parque hidrotérmico do país, o planejamento e operação visa o uso eficiente dessas fontes para assegurar a geração de base seja constante e supere as intempéries climáticas. No trabalho de Borborema (2015) é relatado um dos principais problemas encontrados quando se possui uma matriz energética predominante de usinas hidrelétricas. Na visão dele, a limitação de disponibilidade de energia elétrica, na forma do volume d'água armazenado nos reservatórios, faz com que o problema de gestão dessas reservas se torne complexo, pois cria uma relação entre decisões tomadas num estágio qualquer e suas consequências futuras. Devido à impossibilidade de se ter um conhecimento perfeito das afluências futuras, a operação de um sistema de geração hidráulico se torna um problema probabilístico (BORBOREMA, 2015; FORTUNATO et al, 1990).

No processo da geração e despacho de energia no Brasil, existem diversas problemáticas que envolvem essas operações. Na visão de Borborema (2015) & Finardi (1999), as origens dos problemas enfrentados são de forma:

- Complexo e não separável no tempo: A existência de estoques limitados de energia elétrica, sob a forma de água armazenada nos reservatórios das UHEs introduz uma ligação entre a decisão operativa em um período qualquer e as consequências futuras desta decisão;
- Estocástico: As vazões naturais afluentes futuras aos reservatórios das UHEs são desconhecidas no instante da tomada de decisão operativa;
- Grande porte: Existência de múltiplos reservatórios em cascata e necessidade de uma otimização multi-período;
- Não-linear: Função objetivo resultante de custos de operação técnica e relações cota-volume e cota-área não lineares.

Mediante a isso, o Operador Nacional do Sistema (ONS) dispõe de modelos computacionais que realizam a otimização da operação em três etapas: médio prazo, curto prazo e curtíssimo prazo (BORBOREMA, 2015). A partir das simulações, a tomada de decisão ocorre conforme a figura 4:

Figura 4 - Planejamento e iniciativas no despacho da geração

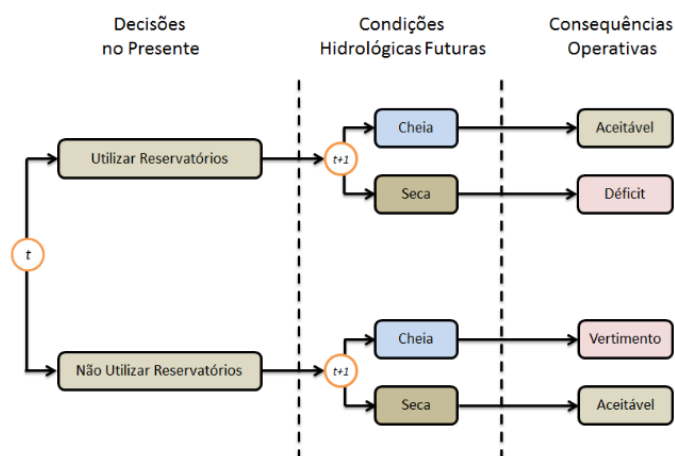


Fonte: Moraes, 2007

Neste sentido, o despacho da geração é feito mediante projeções que buscam otimizar a relação geração e consumo de modo que busque o menor custo de operação dessas usinas, no período estimado. Esse custo está atrelado a soma de todos os recursos utilizados; portanto, este custo é composto pelo custo variável de combustível das UTEs e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia (CEPEL, 2013).

Um problema que se encontra em análises probabilísticas de longo prazo é a dificuldade de precisão de dados e cenários considerados para estimar uma projeção futura. Traçando um paralelo com a previsão climática, Meolin (2008) relata que a grande dificuldade para se realizarem estudos climáticos de longo prazo, é a existência de séries temporais longas de variáveis meteorológicas e hidrológicas observadas. Borborema (2015) relata que no Problema de Despacho Hidrotérmico em Médio prazo (PDHM), existe uma relação entre decisão tomada em um estágio qualquer e sua consequência futura. Assim, se no presente, muita água dos reservatórios das UHEs for utilizada e no futuro ocorrer um baixo regime de chuvas, provavelmente será necessária a utilização da geração termelétrica para atender a demanda de energia do sistema. Porém, se um volume elevado de água for mantido nos reservatórios, através da utilização da geração termelétrica preventiva, e ocorrem altos índices pluviométricos, deve haver um vertimento de água, e consequentemente energia no sistema (BORBOREMA, 2015; SILVA, 2012). O fluxograma a seguir representa o processo de ação para a decisão de operação.

Figura 5 - Processo de ação na coordenação de usinas



Fonte: Silva, 2012.

Sendo assim, as decisões preliminares de operação se pautariam nas condições hidrológicas que se encontram os reservatórios das usinas. Mediante a isso, Nazaré (2017) descreve alguns cenários os quais podem ocorrer erros de planejamento, os quais ele descreve como erro tipo I e erro tipo II. Esses erros considera o seguinte cenário:

- I. Caso o operador tenha decidido utilizar todo recurso hídrico no estágio anterior (t), será necessário acionar grande parte do parque gerador térmico. Esta decisão operativa, por sua vez, pode trazer custos extremamente elevados para a sociedade

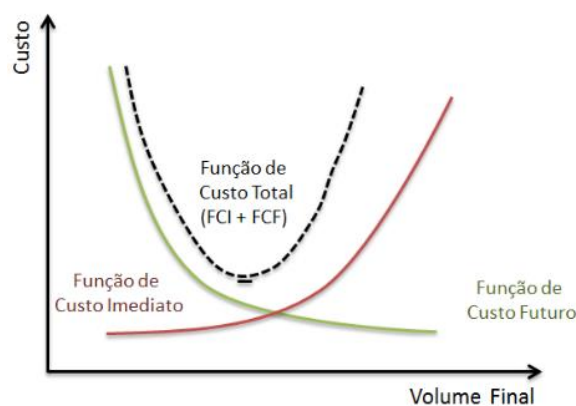
e, dependendo da configuração do sistema, eventualmente pode não ser possível cumprir a restrição de suprimento energético, não possuindo capacidade disponível de geração suficiente, sendo necessário realizar cortes de carga.

- II. Caso a decisão operativa seja de armazenar água para estágios futuros e ocorra um cenário com hidrologia favorável, os reservatórios de usinas não possuirão capacidade para armazenar a quantidade de energia afluyente do estágio seguinte. Como consequência, ocorrerá vertimento, ou seja, desperdício de energia. Percebe-se, portanto, que parte das térmicas que foram acionadas no estágio inicial não eram estritamente necessárias, gerando custo mais elevados para a sociedade, custos estes que poderiam ser evitados caso a decisão fosse de turbinar água dos reservatórios.

A partir dos cenários hipotéticos, observa-se a interdependência das etapas de planejamento e operação, o que Nazaré (2017) chama de “acoplamento temporal ao problema”, em que na geração de base, uma decisão em um estágio qualquer (t) no despacho de energia elétrica, impactará diretamente na operação de uma outra fonte de geração em um instante posterior ($t+1$).

Nota-se neste ponto que, mesmo que o armazenamento de água não reflita em custos operativos para as usinas, o mesmo permite o deslocamento de geração de usinas térmicas em estágios seguintes. Com isso, existe a definição de *valor de água*, que expressa a ideia econômica de *custo de oportunidade*. Em outras palavras, quanto vale renunciar da utilização de 1m^3 d'água hoje para sua utilização no próximo estágio? (Nazaré, 2017).

Figura 6 - Relação entre custo total e armazenamento e ponto ótimo da geração



Fonte: Silva, 2012.

De acordo com Borborema (2015), resolver o problema do planejamento da operação em sistemas hidrotérmicos significa decidir, ao início de cada estágio a quantidade de água a ser turbinada que minimiza o custo de operação ao longo de todo o período de planejamento. Para tanto, são necessárias decisões de geração por usina, de origem hidrelétrica e termelétrica, de intercâmbio de energia entre as diversas regiões do sistema interligado e de corte de carga. Como o Brasil tem forte dependência de usinas hidrelétrica para compor a geração de energia elétrica de base, as condições climáticas pautam as medidas de operação e despacho do parque hidrotérmico, ora optando por turbinar água em condições favoráveis, ora acionando as usinas térmicas a fim de manter o volume dos reservatórios em níveis satisfatórios. Isso demonstra a importância de ações coordenadas no SIN para vislumbrar um sistema contínuo de geração de energia elétrica mesmo em condições críticas, como uma crise hídrica.

3.2 Crise Hídrica

O Brasil tem sofrido uma forte crise hídrica. Nos últimos anos, a falta de chuvas tem levado a baixas vazões encontradas nas bacias hidrográficas brasileiras. Isso tem ocasionado aos reservatórios manterem seus níveis de abastecimento de água bem abaixo das médias históricas.

Cirilo (2015) destaca que o Brasil detém de mais da metade da água na América do Sul e 13% do total mundial, inclusive cerca de 2/3 de um manancial subterrâneo que corre por baixo de países do Mercosul, com extensão superior à de Inglaterra, França e Espanha juntas. E complementa que o agravante acontece quando se quantificam os recursos hídricos nas diferentes regiões do país: o Brasil apresenta problemas relacionados à má distribuição desses recursos em escala intra e inter-regional, sendo afetado tanto pela escassez quanto pela abundância, assim como também pela degradação causada em decorrência da poluição de origem doméstica e industrial (CIRILO, 2015).

Um exemplo disto é os níveis de água em diferentes regiões da bacia do Prata, localizada na região sul-sudeste, abrangendo as sub-bacias do Paraná e do Paraguai. Conforme documento do Serviço Geológico do Brasil – CPRM - Essa bacia ocupa 17% do território brasileiro e abriga 54% da população. Além disso, nela é gerada 64% da energia elétrica de fonte hidráulica do país, através de 84 usinas hidrelétricas de grande porte como Itaipu (12.600 MW), Ilha Solteira (3.444 MW) e Jaciretá (3.100 MW).

Figura 7 - Volume útil dos reservatórios Sudeste e Centro-Oeste

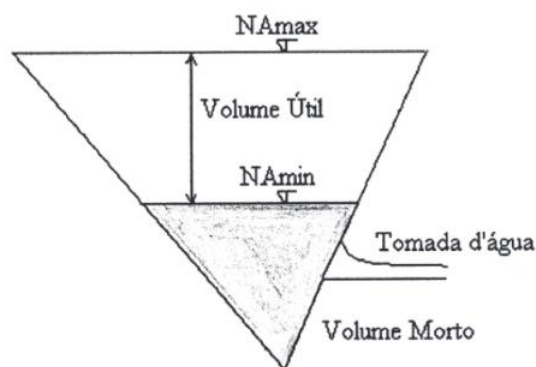
Subsistema Sudeste / Centro-Oeste - EAR atual 57,55%		
PRINCIPAIS BACIAS	PRINCIPAIS RESERVATÓRIOS	VOLUME ÚTIL ATUAL
GRANDE 25,16% do subsistema*	M. MORAES 2,12% do subsistema*	78,70%
	FURNAS 17,10% do subsistema*	77,46%
	MARIMBONDO 2,64% do subsistema*	67,17%
	A. VERMELHA 2,12% do subsistema*	54,53%
PARAIBA DO SUL 3,69% do subsistema*	PARAIBUNA 2,23% do subsistema*	36,43%
PARANA 1,80% do subsistema*	I. SOLTEIRA 1,80% do subsistema*	2,91%

Fonte: ONS, 2022.

Observa-se que o reservatório de ilha solteira está com volume útil de apenas 2,91%. Segundo Lopes e Santos (2002), o volume útil de um reservatório de uma usina hidrelétrica pode ser entendido como o volume de armazenamento necessário para garantir uma vazão regularizada constante durante o período mais crítico de estiagem observado.

Nesse sentido, Galvão e Bermann (2015) pontua que o volume útil pode atingir 0,00%, mas isso não significa que a usina hidrelétrica fique impossibilitada de gerar eletricidade. Ainda conforme Galvão e Bermann (2015), geralmente a tomada d'água - onde está posicionado o canal de adução de uma usina - se localiza alguns metros abaixo do mínimo operacional definido para regularização das vazões.

Figura 8 - Volume útil considerado dos reservatórios de usinas hidrelétricas



Fonte: Lopes e Santos, 2002.

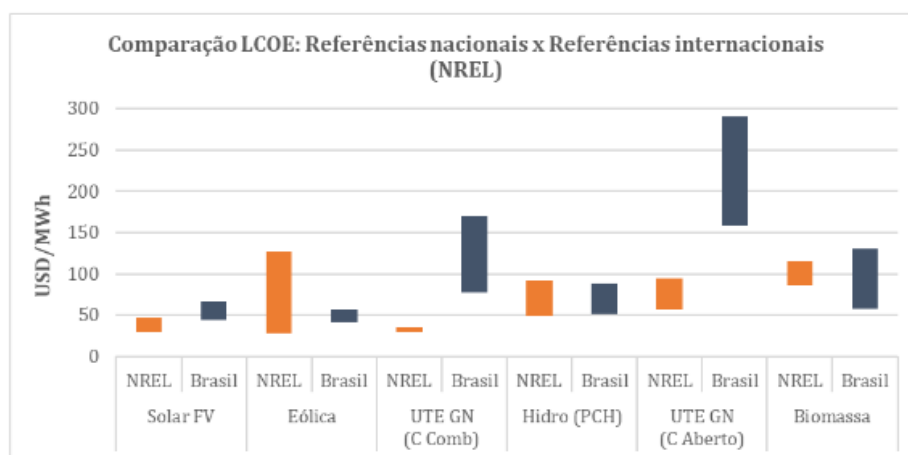
Abaixo desse nível, a água continua sendo utilizada até atingir o canal de adução, quando a geração se interrompe, sob o risco de afetar os equipamentos eletromecânicos da usina – turbinas e geradores síncronos.

Uma crise hídrica instaurada nessas circunstâncias iria prejudicar além do abastecimento de água para grande parte da população brasileira, iria impactar diretamente no fornecimento de energia elétrica para todo país.

A resolução n° 3 de 31 de agosto de 2021, publicada no diário oficial, onde tratou da implementação de um novo patamar de bandeira tarifária, descrita como escassez hídrica. O uso desse artifício foi como uma medida emergencial tomada pela ANEEL, com o fim de frear o consumo em níveis de distribuição, principalmente em níveis de baixa tensão (consumidores residenciais, comerciais e pequenas indústrias). Além disso, medidas operativas foram tomadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para aumentar a quantidade de energia armazenada nos reservatórios (EAR) e poder atravessar o período seco suprindo a demanda. As ações do ONS foram: redução das restrições de vazão nas usinas de Jupiá e Porto Primavera e flexibilização da operação dos reservatórios de cabeceira da bacia do Paraná, principalmente Furnas; redução do calado da Hidrovia Tietê-Paraná e; flexibilização da operação dos reservatórios do rio São Francisco.

Os desdobramentos de uma crise hídrica levariam a redução no suprimento energético por parte da geração hídrica, e por sua vez um aumento da participação das termelétricas para compensar o déficit da energia firme das hidrelétricas. Haja vista que o custo relativo da energia produzida por fontes térmicas é maior em comparação aos custos da geração hídrica (figura 5), a medida emergencial de acionamento da térmicas será acompanhado de uma elevação no custo final da energia para os consumidores.

Figura 9 - Custo relativo de energia por fontes



Fonte: EPE, 2021

Diante disso, todas as ações que estavam no alcance do ONS foram tomadas a fim de mitigar os efeitos da crise no abastecimento dos reservatórios. No entanto, traçou-se

uma tendência nas séries históricas hídricas com média histórica dos reservatórios e concluiu-se que há uma queda do nível d'água nos reservatórios e isto irá persistir para as próximas. Portanto, medidas ao longo prazo são necessárias para garantir uma continuidade do sistema elétrico, sem a possibilidade de ser assolado por um racionamento como ocorreu em 2001.

Cirilo (2015) comenta que a principal atitude para equacionar o desabastecimento tem sido aumentar a ativação das potencialidades hídricas, construindo reservatórios formados por barragens, aumento da exploração dos aquíferos, transferência de água de bacias hidrográficas mais distantes e menos exploradas. Tais ações, geralmente necessárias, têm seus limites, dado que o aumento da oferta de água vai se tornando cada dia mais cara e as fontes de água são muitas vezes disputadas, como no caso de transposições. Por tais motivos, outras estratégias são imprescindíveis para equacionar a relação oferta-demanda, tais como: melhoria da eficiência dos sistemas, por meio do combate aos desperdícios no transporte, na distribuição e no uso da água (CIRILO, 2015).

Nesta perspectiva, a crise hídrica instaurada 2014-2015, e perpetuada nesses últimos tempos, leva o Brasil a uma mudança de planejamento energético frente aos desafios impostos pelo baixo nível dos reservatórios, risco hidrológico e retomada da economia do país. Além de fatores econômicos, problemas técnicos eventualmente virão a prejudicar a qualidade de energia elétrica no que tange o despacho dessa energia para os grandes centros distribuidores de energia, através do SIN. Tendo em vista que essas usinas que integram o Sistema Elétrico Brasileiro, e por conta disso, com a possibilidade de racionamento devido a geração hídrica estarem com as atividades reduzidas, o sistema em si seria prejudicado pela diminuição da oferta (fornecimento) em relação a demanda (consumo). Isso levaria a um desequilíbrio no sistema, o que poderia ocasionar problemas de estabilidade ao Sistema elétrico.

- **Estabilidade**

Sendo o sistema elétrico composto de vários subsistemas integrados, os efeitos que ocorrem em uma parte do sistema, dependendo-se da magnitude do evento, pode-se derivar para todas as demais partes do sistema. Dessa forma, há necessidade de um estudo analítico em todos componentes do sistema para que se possa ter medidas a fim de amortecer esses eventos, buscando sempre a estabilidade do sistema.

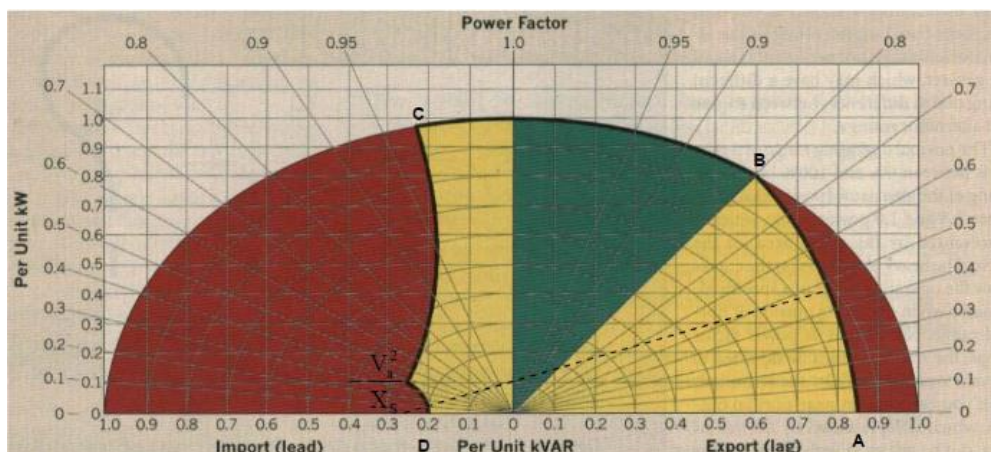
Além disso, como o sistema elétrico não é um sistema estático, isto é, a potência elétrica que está a ser pedida ao sistema de produção está continuamente a variar devido

às flutuações do consumo, também a potência produzida tem que estar continuamente a variar, de modo a que haja um equilíbrio perfeito entre a potência produzida e a potência consumida. Assim, se o consumo aumenta, as válvulas de admissão das turbinas terão que abrir de modo a que a potência mecânica fornecida pela máquina primária aumente. No caso de haver uma diminuição de potência pedida à rede, devido a uma diminuição do consumo, a abertura das válvulas de admissão terá que diminuir, para que haja uma diminuição da potência mecânica produzida (BARBOSA, 2013).

O equilíbrio entre as potências produzidas e consumidas é verificado através do controlo da velocidade dos geradores síncronos e, conseqüentemente, da frequência da rede. Se houver uma potência produzida superior à potência consumida a velocidade dos geradores aumenta, o mesmo sucedendo à frequência. Se houver um déficit de potência elétrica produzida em relação à potência elétrica consumida, haverá uma diminuição da velocidade dos alternadores e, por conseqüência, uma diminuição da frequência da rede. Notar também que a velocidade de funcionamento das turbinas é extremamente importante porque, um funcionamento a uma velocidade diferente, pode originar problemas de fadigas de materiais e, conseqüentemente, avarias graves nos grupos. Assim todas as turbinas estão munidas de sistemas de proteção que os desligará no caso de desvios exagerados da frequência nominal (BARBOSA, 2013).

Haja vista as condições que uma máquina síncrona deverá atuar, é necessário considerar diversos parâmetros os quais limitam seu funcionamento. Dentre os fatores, podemos citar: limite térmico da armadura; limite térmico do campo; limite da máquina acionante - conforme a máquina primária (hidráulica, térmica etc.); limite de excitação mínima e; limite de estabilidade. Tendo em vista as condições, os estudos precisam considerar estes fatores a fim de trabalhar no ponto ótimo de um funcionamento da máquina, para que esta não gere maiores perturbações na rede. A figura 5 demonstra uma curva de capacidade de uma máquina síncrona.

Figura 10 - Curva de Capabilidade



Fonte: ANEEL, 2014.

A curva é projetada relação de potência reativa no eixo x e potência ativa no eixo y. Observa-se que a curva possui uma restrita área de operação com um fator de potência alto. Isso devido as condições impostas por seus limites operacionais e da também da rede. A atuação fora dessa área de operação, podem acarretar problemas de sub ou sobretensão, sub ou sobrefrequência e com isso perde-se o sincronismo e gera instabilidades.

Os desvios da frequência da rede podem ser utilizados para um controle automático da rede, nomeadamente da posição das válvulas de admissão das turbinas. É esta a razão porque o controle da frequência da rede é muito apertado, não sendo normalmente admissíveis desvios de frequência superiores a ± 0.5 Hz. Por outro lado, a frequência condiciona a velocidade dos motores síncronos, logo de muitos processos industriais e dos relógios síncronos. Assim se justifica todo o interesse que há, em que a frequência se mantenha dentro de limites muito apertados (BARBOSA, 2013).

Dessa forma, a capacidade de estabilidade está inerente as condições que o sistema tem de oferecer maneiras de absorver as perturbações que por ventura possam causar instabilidade. Assim, através dos estudos, é possível analisar tais fenômenos e propor formas de mitigá-las para que a perturbação vista pelo sistema elétrico seja a menor possível.

O estudo de estabilidade baseia-se em dois regimes distintos: o regime permanente e o regime dinâmico.

A estabilidade estacionária (regime permanente) pretende analisar o comportamento dos sistemas após a ocorrência de pequenas perturbações. Nos estudos

de estabilidade estática é analisado o comportamento do sistema, após a ocorrência de pequenas perturbações, associadas fundamentalmente, à variação dos níveis de carga. O SEE apresenta estabilidade estática se, após a perturbação, evoluir para um ponto de funcionamento próximo do anterior. A análise deste tipo de estabilidade pode ser realizada através da linearização das equações de funcionamento do sistema em torno do ponto de operação inicial. Como exemplo destes estudos temos o cálculo do limite máximo de carga das máquinas síncronas sem se verificar perda de sincronismo, admitindo que a carga está a aumentar gradualmente (BARBOSA, 2013).

Os estudos de estabilidade transitória(dinâmica) analisam o comportamento do sistema para os primeiros segundos (1 ou 2 segundos) após a ocorrência da perturbação. Nos estudos de estabilidade de longo termo analisa-se o comportamento dinâmico do sistema para períodos mais longos (BARBOSA, 2013).

- **Risco hidrológico e repactuação**

O setor elétrico brasileiro enfrentou nos últimos anos uma enorme tensão operativa, comercial e regulatória, sendo muito evidenciada nos anos de 2014 e 2015 (BRITO, 2016). Por conta da forte crise hídrica e de outros fatores não hidrológicos que influenciaram no despacho das usinas, o Brasil utilizou-se de políticas energéticas e mecanismos de controle para compensar a baixa oferta hídrica nos reservatórios. Mediante a isso, o operador nacional do sistema (ONS) referiu-se a crise hídrica atual como “a pior crise hidrológica desde 1930”.

A decisão de operação das usinas hidráulicas participantes do SIN fica a cargo do ONS. O operador determina, com a coparticipação dos Agentes Proprietários das Usinas Hidráulicas, a geração de energia hidrelétrica seguindo um conjunto de diretrizes e procedimentos regulamentados pela ANEEL (BRITO, 2016). Esta falta de gerência sobre a produção das usinas resulta em riscos financeiros para os Agentes Geradores, uma vez que estes possuem obrigações contratuais de fornecimento de energia com seus consumidores. Ao assinar um contrato de quantidade, o agente assume risco de quantidade, ou seja, caso não gere energia suficiente para atender o montante contratado, por exemplo, devido a uma hidrologia desfavorável, ele deverá comprar energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a um Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) possivelmente elevado.

Visando o compartilhamento do risco hidrológico entre geradores hidrelétricos e a garantia da otimização da operação centralizada do sistema, foi criado o Mecanismo de

Realocação de Energia – MRE. Brito (2016) destaca que o objetivo principal do mecanismo, o qual é obrigatório à participação das usinas hidrelétricas, é a repartição dos ganhos quando a geração é satisfatória e a minimização das perdas em período de hidrologia desfavorável.

A participação no MRE garante que sejam alocados aos seus participantes níveis de geração relacionados com suas garantias físicas, independente da sua geração real de energia. Em cada período de apuração é determinado para cada usina participante seu crédito de energia dentro do mecanismo. Em crédito, em MWh, é calculado como o produto entre energia total no MRE e o fator de participação de cada usina, que é determinado pela razão entre Garantia Física da usina e Garantia Física Total do MRE.

3.3 Repotenciação

Estimativas do International Hydropower Association (IHA,2018) no setor hidrelétrico global indicam que, por volta de 2030 mais da metade da capacidade instalada mundial poderá passar por modernização (ou repotenciação) de suas instalações e que, em 2050, todas as usinas atualmente instaladas deverão ter realizado alguma ação desse tipo (EPE, 2019).

Figura 11 - Usinas instaladas no Brasil

Usina	Início de Operação	Idade (em 2018)	Potência Outorgada (kW)	Rio
Jurumirim (Armando Avellanah Laydner)	1962	56	100.956	Paranápanema
Pereira Passos	1962	56	99.900	Lajes
Três Marias	1962	56	396.000	São Francisco
Berra Bonita	1963	55	140.760	Tietê
Furnas	1963	55	1.216.000	Grande
Paulo Afonso I	1964	54	180.001	São Francisco
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	1969	49	143.100	Tietê
Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	1969	49	1.050.000	Grande
Ibitinga	1969	49	131.490	Tietê
Jupia (Engº Souza Dias)	1969	49	1.551.200	Paraná
Boa Esperança (Antiga Castelo Branco)	1970	48	237.300	Paraná
Chavantes	1970	48	414.000	Paranápanema
Funil	1970	48	216.000	Paraná do Sul
Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (Capivari/Cachoeira)	1971	47	260.000	Capivari e Cachoeira
Jaguara	1971	47	424.000	Grande
Paulo Afonso III	1971	47	794.200	São Francisco
Ilha Solteira	1973	45	3.444.000	Paraná
Mascarenhas	1973	45	198.000	Doce
Passo Fundo	1973	45	226.000	Passo Fundo
Passo Real	1973	45	158.000	Jacuí
Porto Colômbia	1973	45	320.000	Grande
Volta Grande	1974	44	380.000	Grande
Merimbandó	1975	43	1.440.000	Grande
Promissão (Mário Lopes Leão)	1975	43	264.000	Tietê
Salto Osório	1975	43	1.078.000	Iguaçu
Apolônio Sales (Antiga Moxotó)	1977	41	400.000	São Francisco
Capivari (Escola de Engenharia Mackenzie)	1977	41	619.000	Paranápanema
Água Vermelha (Antiga José Ermirio de Moraes)	1978	40	1.396.200	Grande
São Simão	1978	40	1.710.000	Paraná
Itaúba	1979	39	500.400	Jacuí
Paulo Afonso IV	1979	39	2.462.400	São Francisco
Governador Bento Munhoz de Rocha Neto (Faz da Areia)	1980	38	1.676.000	Iguaçu

Fonte: EPE, 2018.

Tendo em vista que o uso do potencial hidráulico e o desenvolvimento de projetos para suprir a demanda de energia elétrica sempre estiveram alinhados em relação ao planejamento energético brasileiro, é constatado que muitas usinas avaliadas foram construídas há mais de 50 anos. Na norma para reabilitação e melhorias de rendimento descrito pela IEC 62256 (International Electrotechnical Commission, 2008), estabelece a expectativa de vida útil dos principais componentes de uma usina hidrelétrica (tabela 1).

Tabela 3 - Expectativa de vida útil dos componentes de uma usina hidrelétrica

Instalações mecânicas		
Máquinas hidráulicas	Anos	
Turbinas Kaplan e bulbo	25 a 50	Operação segura, perda de água, danos devido a cavitação, erosão, corrosão, trincas, deterioração da eficiência, melhoria na atuação.
Francis, Pelton e pás fixas Propeller	30 a 50	
Todos os tipos de turbinas-bomba	25 a 35	
Todos os tipos de bomba de armazenamento	25 a 35	
Equipamentos mecânicos pesados e auxiliares		
Comportas planas, radiais, válvulas borboleta, válvulas esféricas, guindastes, auxiliares mecânicos	25 a 40	Qualidade do material, condição de operação, considerações de segurança, qualidade dos equipamentos, tensões aplicadas, melhoria na atuação.
Instalações elétricas		
Geradores, transformadores	25 a 40	Ventilação e condição do núcleo de ferro, limpeza, segurança na operação, estado da arte, condições gerais, qualidade do equipamento, manutenção.
Interruptores de alta voltagem, auxiliares de equipamentos elétricos, equipamentos de controle	20 a 25	
Baterias, equipamentos DC	10 a 20	

Fonte: IEC 62256, adaptada por Gomes (2013).

Mediante a isso, a aplicação de metodologias e equipamentos empregados datadas naquele período, hoje, foram modernizadas e otimizadas, estendendo a vida útil e maximizando seu rendimento.

Neste sentido, analisando à atual situação energética brasileira e as condições de investimento para construção de novos empreendimentos, torna-se necessária a discussão a respeito da avaliação dessas instalações para estimar ganhos técnicos e econômicos no parque hidrelétrico brasileiro.

Na definição da ação de repotenciação, as definições divergem entre autores e órgãos especializados. Conforme Santos (2003), existem duas definições para repotenciação de UHEs:

- Redefinição da potência nominal originalmente projetada, através da adoção de avanços tecnológicos e de concepções mais modernas de projeto;
- Elevação da potência máxima de operação, em função de folgas devidamente comprovadas no projeto originalmente concebido, sem incorporar novas tecnologias à unidade geradora.

Segundo a Nota Técnica nº 026/2011 da ANEEL, a definição clássica de repotenciação corresponde a todas as obras que visem gerar ganho de potência ou rendimento na usina.

Na norma IEC 62256(2008), define repotenciação como o reestabelecimento da capacidade, ou do rendimento do equipamento próximo ao nível tecnológico atual, extensão da vida útil do equipamento através da integridade mecânica e aumento da capacidade instalada ou rendimento face aos valores originais.

Por fim, semelhante ao exposto pela EPE (2008), a ANEEL expõe que as obras de repotenciação nas unidades geradoras podem ser definidas através de duas diferentes vertentes:

- Repotenciação de unidades geradoras existentes: consiste na redefinição da potência nominal projetada para a unidade geradora, seja pela adoção de avanços tecnológicos, de concepções mais modernas de projeto ou folgas existentes no projeto originalmente concebido que podem ser aproveitadas;
- Instalação de unidades geradoras adicionais em usinas existentes: consiste na viabilização da conclusão final de projeto originalmente previsto, com a finalização de obras civis e instalação de equipamentos eletromecânicos em UHEs que foram dimensionadas com poços adicionais para futura motorização.

A seguir, serão detalhados por ANEEL (2011), que expõe as obras de repotenciação nas unidades geradoras por meio de duas vertentes:

1. Motorização adicional da UHEs, o que significa a instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas já existentes;
2. Repotenciação de unidades geradoras existentes

▪ **Motorização das UHEs**

No trabalho de Borborema (2015) são detalhadas medidas que são tomadas nos processos de implementação de uma usina UHEs. Segundo sua análise, nos períodos iniciais de operação da usina, é comum observar que boa parte do seu potencial hídrico ainda não foi totalmente aproveitado, com alguns poços ociosos por longos períodos até o projeto estar totalmente concluído.

Borborema (2015) cita que, no Brasil, durante as décadas de 1960 a 1980, era comum a construção destes poços nas casas de força de grandes UHEs para expansões futuras, com finalidade de atender, futuramente, a ponta da curva de carga do sistema.

Algumas dessas expansões previstas acabaram não ocorrendo, deixando como legado um potencial não desprezível para motorizações destas UHEs (GOMES, 2013).

Ainda conforme Borborema (2015), algumas UHEs passaram muitos anos em operação com uma quantidade de máquinas inferior à capacidade projetada para a usina. Nesse contexto, pode-se destacar a UHE Itaipu, que em 1973 foi projetada para operar com 20 unidades geradoras de 700 MW. Sua operação foi iniciada no ano de 1984 quando entrou em funcionamento a primeira das 20 unidades geradoras projetadas, e até o ano de 1991 mais 17 unidades geradoras foram instaladas (Borborema, 2015). No entanto, apenas no ano de 2007 os dois últimos poços disponíveis foram motorizados, totalizando 20 unidades geradoras, assim como descrito em projeto (ITAIPU, 2014).

Gomes (2013) cita que a ANEEL vem estudando o assunto de repotenciação, sobretudo o caso da motorização dos poços vazios. A agência está analisando a possibilidade de incentivar a repotenciação ressarcindo os investimentos com recursos do Encargo de Serviço de Sistema (ESS), que já são utilizados para pagar a geração das usinas termelétricas (ANEEL, 2011). A agência prevê, em médio prazo, a substituição do atendimento da ponta da carga, que hoje é feita por usinas termelétricas, por novas unidades hidrelétricas, o que tende a diminuir o custo deste suprimento (GOMES, 2013).

No trabalho de Lemos (2014), foi feito um estudo referente a repotenciação por meio da motorização de poços vazios previamente escavados e concretados em dez usinas hidrelétricas brasileiras de médio e grande porte. Neste estudo foram utilizados dados coletados durante 10 anos relativos a vazões turbinadas e vertidas, produtividade, potência média produzida e potência média vertida. A partir dos dados, foram feitas simulações para estimar os ganhos de energia provenientes dos acréscimos de potência nas usinas estudadas.

Dentre os resultados obtidos por Lemos (2014) concluiu-se que somente a remuneração do ganho de energia resultante da motorização adicional não viabiliza economicamente a instalação de unidades geradoras na maioria dos poços vazios disponíveis nas usinas hidrelétricas. Segundo ele, é importante soluções de cunho econômica e regulatória que fomentem a viabilização da motorização dos poços vazios sob a ótica do mercado comercializador de energia elétrica, incluindo a valoração do acréscimo de potência instalada (LEMOS, 2014).

- **Repotenciação de Unidades Geradoras Existentes**

Certamente um dos principais motivos para se repotenciar uma usina é para maximizar o retorno do investimento realizado, através, normalmente, da extensão da vida útil de equipamentos, da melhoria de seu rendimento, da eliminação do desgaste causado pela cavitação e do aumento da sua potência instalada (MICHAUD, 2012).

No Brasil, observa-se que o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) possui em sua matriz energética a fonte hidráulica como principal responsável por suprir a demanda de energia do país, correspondendo a cerca de 60% (EPE, 2021). Neste contexto, Gomes (2013) afirma que a repotenciação pode ser realizada tanto em usinas hidrelétricas como termelétricas. Contudo, no Brasil, onde a maior parte da energia elétrica é gerada em usinas hidrelétricas, cabe uma atenção especial a estas usinas (GOMES, 2013).

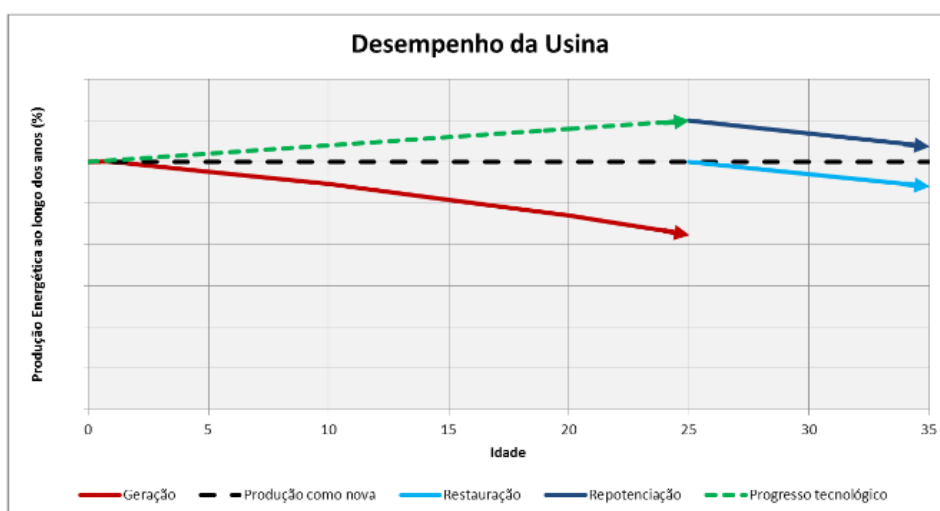
Quanto aos equipamentos que constituem uma usina hidrelétrica, estes são passíveis de grandes esforços mecânicos e elétricos, o que acaba por reduzir a vida útil desses componentes. Desta forma, frequentemente são feitas intervenções de maneira a recuperar a vida útil dos equipamentos que compõem uma UHE. Além da substituição de equipamentos antigos, o emprego de novas tecnologias propicia uma modernização na UHE (BORBOREMA, 2015; GOLDBERG ET AL, 2011).

Neste sentido, é considerada como repotenciação de unidades existentes, qualquer reforma, alteração, implementação ou modernização que venha a aprimorar qualquer dos atuais parâmetros da usina, fazendo com que os novos parâmetros sejam melhores que os anteriores ao processo de repotenciação (BLACKEN, 1997). No entanto, Borborema (2015), destaca que diferente do tema de motorização de poços disponíveis, o qual é bastante claro e fácil de quantificar os possíveis ganhos, a repotenciação de unidades existentes é um tema mais complexo para se tentar quantificar os seus efeitos, que dependem de muitos parâmetros técnicos, tecnológicos e construtivos.

Neste sentido, uma vez que a repotenciação é vista como uma intervenção ou conjunto de intervenções nas estruturas, circuitos hidráulicos e equipamentos eletromecânicos envolvidos no processo de conversão energética de uma UHE já construída, estas intervenções exigem a realização prévia de análises técnicas a fim de se conhecer, criteriosamente, a eficiência da geração de energia e o estado dos equipamentos. Os principais destes diagnósticos são a estimativa do tempo de vida útil residual da usina e a introdução oportuna de ações corretivas ou intervenções, visando a otimização da geração elétrica (buscando reduzir perdas e aumentar a confiabilidade) (EPE, 2008; BORBOREMA, 2015).

Gomes (2013) discorre a respeito as características inerentes dos componentes constituintes de uma UHE. Em sua análise, o objetivo de um bom programa de manutenção é minimizar as perdas dos componentes para que o rendimento da máquina seja o máximo possível. Com o passar dos anos, mesmo ainda em boas condições de operação, as unidades geradoras e outros equipamentos de uma usina começam a apresentar pequenos problemas que podem afetar estas perdas, aumentando-as (GOMES, 2013). A figura a seguir ilustra o efeito do desgaste dos equipamentos de uma UHE ao longo do tempo.

Figura 12 - Desgaste dos componentes da geração hidráulica e ganhos trazidos pelo progresso tecnológico e os efeitos da repotenciação promovidas em uma UHE



Fonte: EPE, 2019.

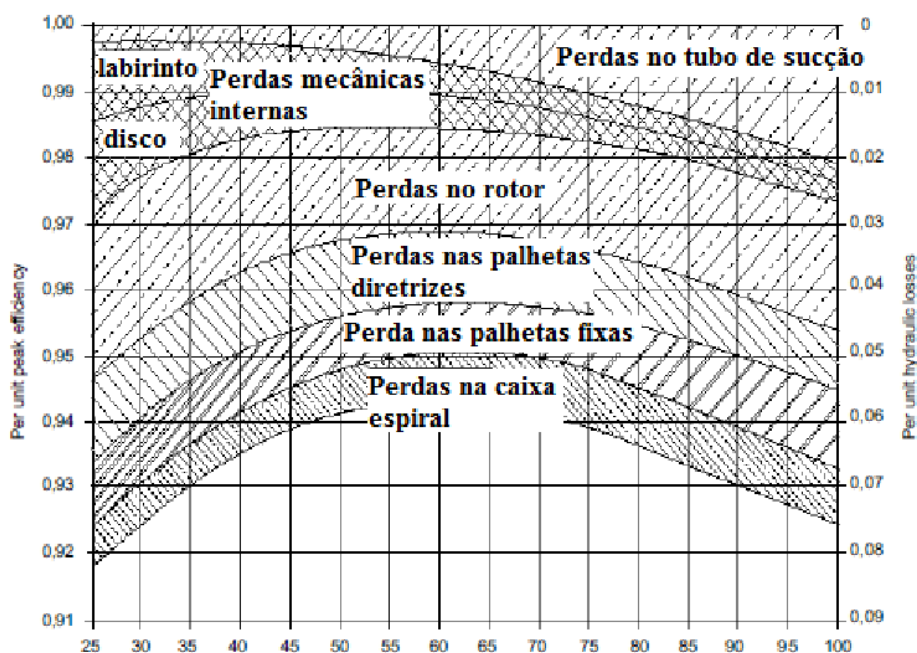
Neste sentido, ao se avaliar o desempenho de uma máquina, é importante comparar as perdas medidas em seus componentes com as perdas típicas, inevitáveis nestes componentes, em máquinas semelhantes, operando com rendimentos satisfatórios. É necessário um estudo detalhado ao se comparar máquinas instaladas nessas UHE com as máquinas modernas, de alto rendimento (GOMES, 2013).

Na norma IEC 62256 foram contabilizadas as perdas associadas a diversos componentes de uma turbina Francis, de acordo com sua velocidade específica, definida como:

$$N_q = \frac{nQ^{0,5}}{H^{0,75}} \quad (1)$$

Os resultados podem ser vistos através de uma ilustração da figura 12.

Figura 13 - Distribuição das perdas versus velocidade específica em uma turbina Francis



Fonte: IEC 62256, modificado por Gomes (2013).

Assim como descreve Gomes (2013), conclui-se que as maiores perdas encontradas estão associadas ao rotor da turbina, para todas as faixas da velocidade específica (N_q). Na sequência, as perdas associadas as pás diretrizes, pás fixas, e por fim, as perdas na caixa espiral (sistema diretor).

Segundo Encina (2006) referente as turbinas hidráulicas, o rendimento representa as perdas verificadas nas diferentes condições de operação, considerando que uma parte da potência disponível nos eixos da turbina é dissipada em perdas internas e externas na própria turbina. Valores característicos do rendimento máximo, em termos percentuais, para grandes turbinas estão na faixa de 88 à 96%.

Com a evolução da engenharia e tecnologia nos últimos 20 anos, é possível estimar os valores destas perdas através de simulações e cálculos utilizando CFD (*Computacional Fluid Dynamics*). Também é possível, hoje em dia, projetar máquinas com rendimentos superiores aos encontrados em usinas das décadas de 1970-1980, com melhores condições para se minimizar ao máximo a cavitação e flutuações de pressão, dentro das suas faixas operacionais (GOMES, 2013).

Dentre os ganhos possibilitados por medidas de repotenciação, a EPE (2008) destaca cinco principais formas:

- Ganhos de rendimento;

- Ganhos de queda líquida;
- Ganhos de vazão turbinada e;
- Ganhos de disponibilidade.

Segundo a descrição feita por Borborema (2015), o primeiro diz respeito à introdução de tecnologias mais modernas nos equipamentos de conversão eletromecânica na UHE, principalmente turbina e geradores, buscando alcançar o rendimento teórico máximo dos equipamentos.

Os ganhos na queda líquida são possíveis de se obter através do aumento do nível de montante, por diminuição do nível de jusante ou, ainda, por redução das perdas por atrito no circuito hidráulico (BORBOREMA, 2015). Os ganhos por aumento da vazão turbinada, ou seja, por aumento do engolimento máximo da turbina só é possível caso o projeto tenha sido subdimensionado originalmente ou caso tenha havido alguma alteração hidrológica estrutural responsável por um aumento na vazão natural média no local da usina. Portanto, o aumento do engolimento máximo da turbina pode aumentar a capacidade instalada da UHE (BORBOREMA, 2015).

Para contabilizar os ganhos, intervenções deverão ser feitas a fim de executar ações de repotenciação na usina a ser recapitada. Veiga (2001) afirma que existem, basicamente, quatro opções a serem consideradas para decisão após uma avaliação do desempenho global de uma usina e de suas unidades geradoras individualmente:

- Desativação;
- Reparo e prosseguimento operacional;
- Reconstrução e;
- Reabilitação.

Figura 14 - Operações gerenciais para usinas em funcionamento



Fonte: EPE, 2008

Conforme descreve nos trabalhos de Borborema (2015) e Veiga (2001), a desativação e a manutenção e prosseguimento operacional representam inconstâncias na disponibilidade futura das máquinas, isto é, baixa confiabilidade e baixo fator de

capacidade, não justificando investimentos no empreendimento (que provavelmente se encontra no final de sua vida útil). Já a reconstrução envolve construção de uma usina essencialmente nova, com a total substituição dos principais componentes e de estruturas importantes para a otimização do recurso. Veiga (2001) destaca que é a opção mais aplicada para PCHs.

Borborema (2015) destaca que a reabilitação deve resultar em extensão da vida útil, melhoria do rendimento, incremento da confiabilidade, redução da manutenção e simplificação da operação da usina. Esta opção é mais aplicada em grandes centrais hidrelétricas (EPE, 2008).

Borborema (2015) complementa que há também a modernização que consiste na utilização de novas tecnologias na operação das usinas, automatizando, até mesmo tornando-as “desassistidas”, através da digitalização da informação de seus controles e comandos. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE,2008), a modernização está presente na reconstrução e reabilitação de usinas e constitui uma repotenciação.

Veiga (2001) expõe que muitos autores afirmam que os empreendimentos de geração de energia elétrica passarão por todas estas fases e que a história das usinas é sempre a mesma. Estas usinas tiveram seus estudos de viabilidade, projetos básicos, projetos executivos e construção. Então na fase de operação e manutenção, as usinas deverão estar sujeitas a reabilitação, reconstrução e possivelmente desativação.

Figura 15 - Operações para usinas desativadas



Fonte: EPE, 2008.

3.4 Usinas hidrelétricas

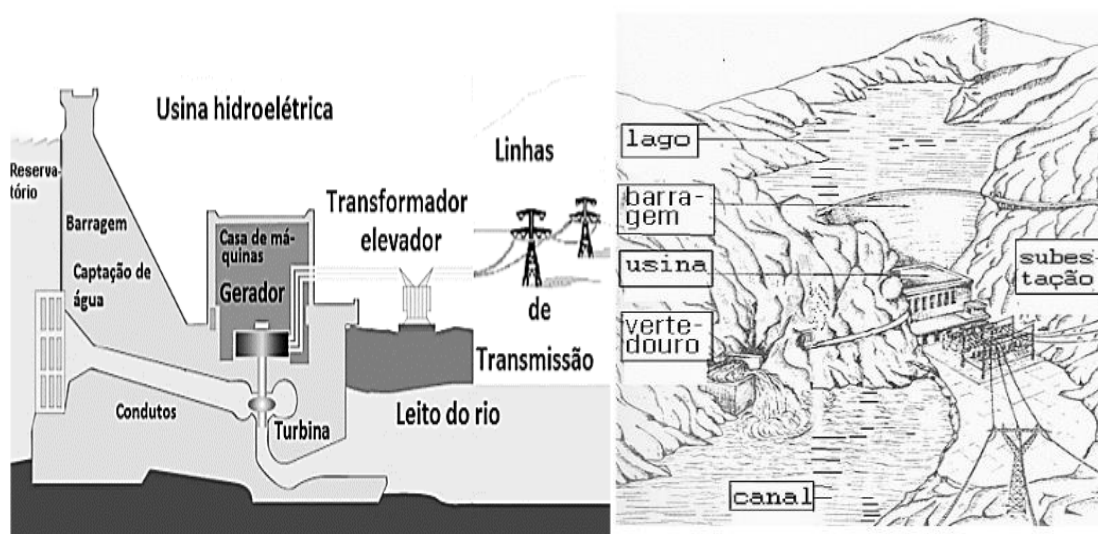
A Eletrobrás define usina hidrelétrica como sendo a transformação de energia hidráulica em elétrica da seguinte maneira: Um conjunto de obras e equipamentos cuja finalidade é a geração de energia elétrica, através de aproveitamento do potencial

hidráulico existente em um rio. O potencial hidráulico é proporcionado pela vazão hidráulica e concentração dos desníveis existentes ao longo do rio.

Basicamente, uma usina hidrelétrica compõe-se das seguintes partes:

- Barragem;
- Sistema de captação e adução de água
- Casa de força e;
- Sistema de restituição de água ao leito natural do rio.

Figura 16 - Geração hidrelétrica em corte e em perspectiva



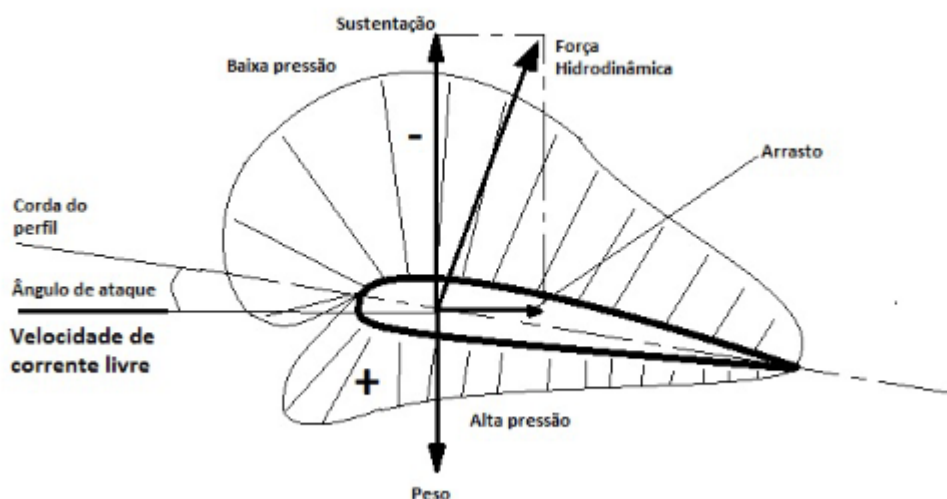
Fonte: Moura & Rocha, 2019.

Através do represamento das águas por meio das barragens, a água percorre o sistema de adução de água que é conduzida até a casa de força por meio de dutos de concreto ou metálicos. Ao chegar na casa de força, essa água passa pela turbina hidráulica responsável por trocar essa energia de movimento do fluido em energia mecânica capaz de rotacionar o eixo dessa turbina que estará conectada a um eixo de gerador síncrono que transformará o conjugado mecânico de eixo da turbina-gerador em potência elétrica por meio da excitação do estator da máquina. A partir da geração da eletricidade, este sistema é conectado à um transformador elevador de tensão para despacho da potência ativa convertida na casa de máquinas. A potência é transmitida pelo SIN através da rede de transmissão de energia.

- Lei de conservação de massa;
- Lei da conservação da quantidade de momento linear;
- Lei da conservação da quantidade de momento angular;
- Lei da conservação de energia

Na análise das turbinas, em todo momento o fluido se encontra em um fluxo contínuo dentro da máquina, sendo submetido a trocas de energia. Nesse estado dinâmico, várias forças atuam sobre as pás do rotor: força de sustentação, arrasto, peso e forças hidrodinâmicas (NETO, 2015).

Figura 18 - Forças atuantes sobre a superfície de uma pá



Fonte: Neto, 2015.

Com intuito de modelar as trocas de energia nas turbinas, parte-se do uso de equações de equilíbrio entre as forças buscando otimizar as trocas de energia nas pás do rotor. Nas equações hidrodinâmicas do movimento para uma partícula fluida, em um plano meridional, as 4 forças que governam o movimento do fluido e são:

- Força de Coriolis;
- Força Centrífuga;
- Força de pressão e;
- Força de viscosidade.

As forças de *Coriolis* e a força centrífuga são forças virtuais provocadas principalmente: rotação da partícula em torno do eixo da turbina; a rotação da partícula

em relação ao centro instantâneo de rotação quando está se movimentando em sua trajetória e; aceleração da partícula na sua própria trajetória. Estas forças derivam das forças de pressão e forças de viscosidades que agem no fluido para qualquer sistema de coordenadas.

Johnston (1997) relata que a força virtual que surge pelos efeitos rotativos da partícula fluida, depende da configuração do escoamento no rotor. Em rotores com fluxo radial, a componente direcional é tão próxima quanto o vetor direção. Isso fará com que a componente de *Coriolis* torne-se intensa o suficiente para equilibrar as forças de pressão. Enquanto em um fluxo axial, a componente de *Coriolis* é bastante baixa, o que culminará em uma força *Coriolis* baixa.

Conforme a característica da trajetória do fluido na máquina de fluxo, teremos diversas configurações de geometria das turbinas que possibilitam melhor aproveitamento na troca energia do fluido com as pás do rotor. Na próxima seção está descrito as principais turbinas utilizadas no Brasil.

• Tipos de turbinas

Existem três principais tipos de turbinas utilizadas no Brasil. Segundo ANEEL (2008), os tipos de turbinas são:

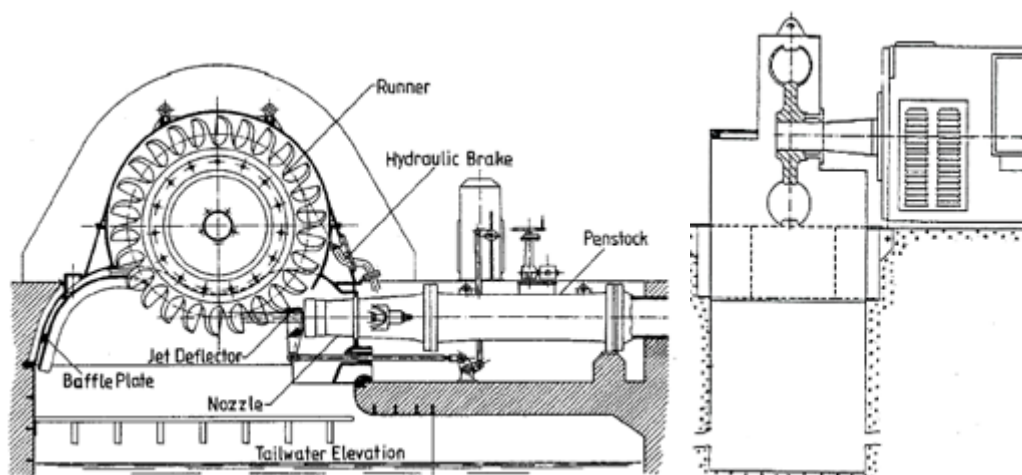
- Turbinas Pelton: altas quedas e baixas vazões;
- Turbinas Kaplan: baixas quedas com grandes volumes de água;
- Turbinas Francis: alturas de quedas médias.

1) Turbina Pelton

As turbinas Pelton, conforme Figura 2, foram idealizadas em 1880 pelo americano Lester Allan Pelton, do qual recebeu seu nome, são projetadas para altas quedas e baixas vazões (ANEEL, 2008).

As turbinas Pelton possuem a direção de fluxo tangencialmente à direção do rotor, podem possuir mais de um injetor, sendo a energia extraída da água de origem apenas cinética. Nesta turbina a máxima transformação de energia, isto é, quando praticamente toda energia cinética é transformada em mecânica acontece quando a velocidade tangencial da roda é aproximadamente a metade da velocidade do jato (HONDA,2011).

Figura 19 - Cortes de uma turbina Pelton

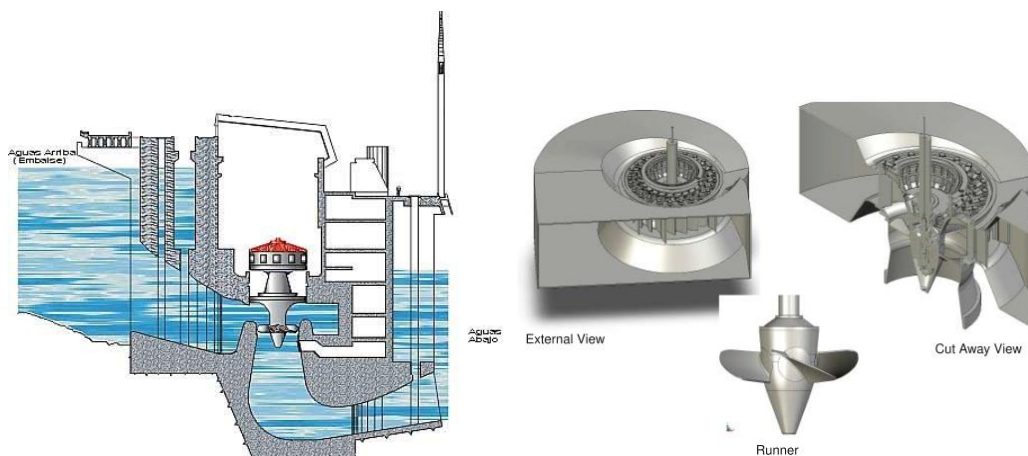


Fonte: Engineersedge, 2022; Brekke, 2001.

2) Turbina Kaplan

As turbinas Kaplan possuem rotor do tipo axial e seu mecanismo permite regular o ângulo de inclinação da pá conforme a descarga, sem que ocorra uma variação considerável do rendimento. Parte do fluxo fica alojado numa peça com o formato de uma ogiva e é comandado por um regulador automático de velocidade (Soares,2013). As turbinas Kaplan são adequadas para operar em baixas alturas de queda e com grandes e médias vazões.

Figura 20 - Rotor Kaplan



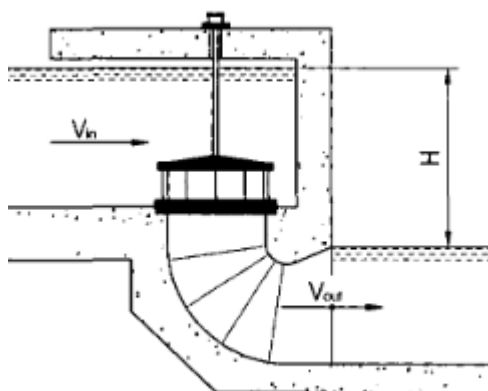
Fonte: Alterima, 2020.

3) Turbina Francis

As turbinas hidráulicas tipo Francis são de fluxo misto e de reação. Há uma conversão de pressão em velocidade no rotor (Hothersall, 2004). No seu processo de funcionamento, o fluido percorre a voluta da turbina, que é o mecanismo capaz de guiar

o fluido até as bordas de ataque das pás. O caminho que o fluido percorre no sistema diretor tende a decrescer sua área radialmente de forma que a energia de pressão no fluido aos poucos seja convertida em energia cinética capaz de movimentar as pás localizadas no rotor. Desta forma, uma parte da queda de pressão ocorre no sistema diretor e outra diretamente sobre as pás. A água ocupa completamente a cavidade do rotor, o que propicia o intercâmbio de energia hidráulica em elétrica quando ocorre o fluxo de fluido (COSTA, 2003).

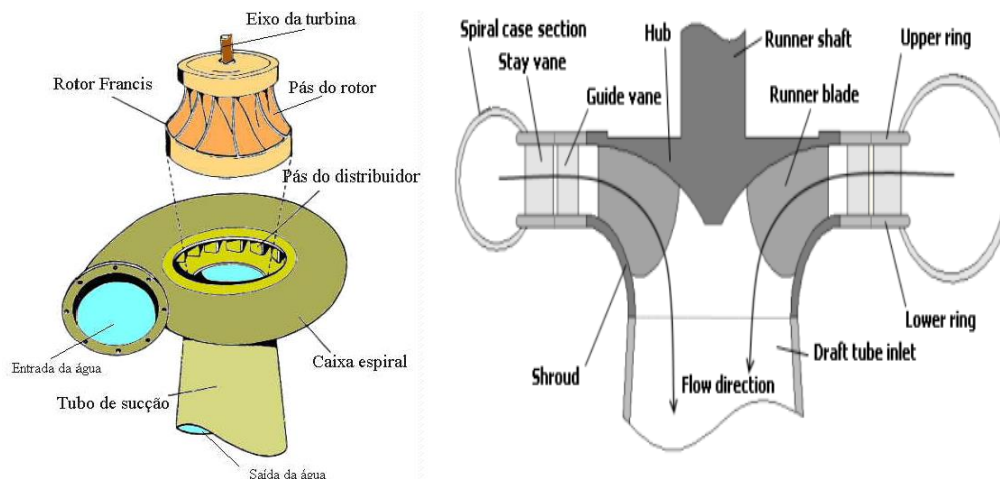
Figura 21 - Trajetória fluido em uma turbina de fluxo misto



Fonte: Hothersall, 2004.

O rotor de uma turbina Francis é constituída basicamente de um conjunto de pás dispostas em torno de um rotor de maneira a ajustar um melhor ângulo de entrada para cada valor de vazão, esta paralela ao eixo da turbina. A turbina Francis conta também com uma caixa em espiral projetada, com uma seção gradativamente decrescente, para garantir descargas com maior energia cinética em todos os canais das pás do distribuidor (Figura 20).

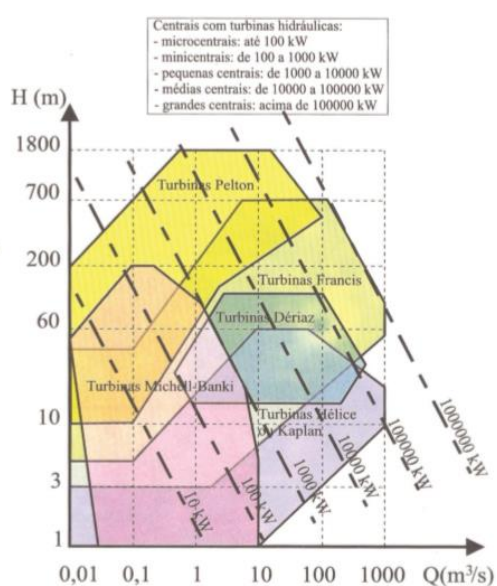
Figura 22 - Rotor Francis com sistema diretor



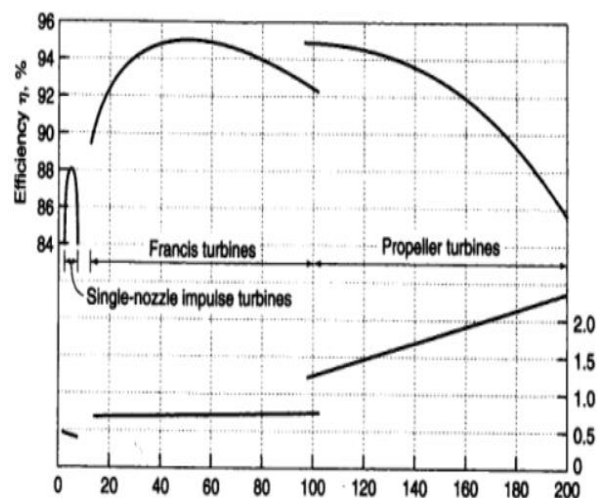
Fonte: Leão, 2008.

Além das considerações acerca dos tipos de turbinas, Henn (2011) destaca que os parâmetros para o uso das turbinas hidráulicas estão relacionados à altura de queda e vazão nominal, estes podem ser analisados conforme a potência de centrais hidrelétricas. A figura 19 à esquerda ilustra o uso de cada tipo de turbina em um plano xy, sendo x a vazão nominal e o y a altura de queda. Enquanto na figura 19 à direita demonstra a eficiência dessas turbinas de acordo a vazão relativa extraída (considerando as perdas hidráulicas da vazão nominal)

Figura 23 - Campo de aplicação de turbinas hidráulicas



Fonte: Henn, 2011.



Fonte: Henn, 2011.

No caso da máquina motora hidráulica tipo Francis, percebe-se através da figura 3, que seu emprego se dá através de uma altura de queda d'água de aproximadamente 70 metros e a partir de uma vazão água de aproximadamente 1,2 m³/s e médias vazões (100 m³/s). E seu uso se dá tanto em pequenas centrais hidrelétricas (até 10000kW), quanto para grandes centrais hidrelétricas (até 10000000kW).

- **Influência da forma da pá**

A forma das pás determina o carregamento, zonas de maior carregamento, vórtice e outros efeitos hidrodinâmicos. Para se estimar esses efeitos dentro das partículas fluidas dentro da máquina de fluxo e as interações com a superfície desse corpo, utiliza-se das equações de conservação da quantidade de momento angular em um volume de controle infinitesimal desse corpo. As equações que descreve esse comportamento é:

$$\Sigma M = \iint (r \times v) \rho (v \cdot n) dA + \frac{\partial}{\partial t} \iiint (r \times v) \rho dV \quad (2)$$

Para o volume de controle diferencial considerado, aplica-se uma taxa de variação, tal que:

$$\frac{\partial}{\partial t} \iiint \rho dV \approx \frac{\partial p}{\partial t} \delta x \delta y \delta z \quad (3)$$

Derivando pela regra da cadeia a densidade para cada uma das direções, teremos a seguinte expressão:

$$\iint (r \times v) \rho (v \cdot n) dA = \left[\frac{\partial p u}{\partial x} + \frac{\partial p v}{\partial y} + \frac{\partial p w}{\partial z} \right] \delta x \delta y \delta z \quad (4)$$

Substituindo a expressão acima na equação da conservação da massa e dividindo os termos por $\delta x \delta y \delta z$ temos:

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial p u}{\partial x} + \frac{\partial p v}{\partial y} + \frac{\partial p w}{\partial z} = 0 \quad (5)$$

Substituindo as expressões $\frac{\partial p u}{\partial x}$, $\frac{\partial p v}{\partial y}$, $\frac{\partial p w}{\partial z}$ pelo operador gradiente ∇ , temos as principais equações da mecânica dos fluidos, as equações de *Euler*:

$$\text{Em notação vetorial: } \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \cdot \rho \vec{V} = 0 \quad (6)$$

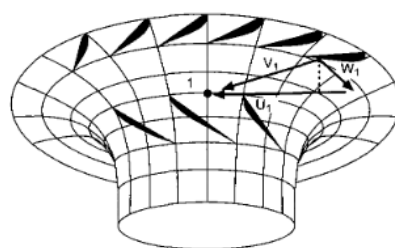
$$\text{Para regime permanente } \left(\frac{\partial p}{\partial t} = 0 \right): \nabla \cdot \rho \vec{V} = 0 \quad (7)$$

$$\text{Para escoamento incompressível } (\rho \text{ constante}): \nabla \cdot \vec{V} = 0 \quad (8)$$

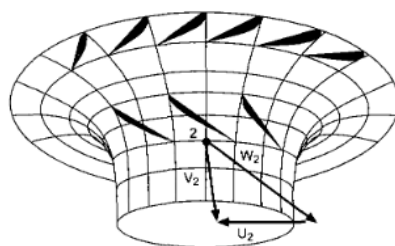
Para as turbinas hidráulicas, o emprego será feito considerando, além das simplificações acima, considera-se que o fluido será guiado por:

- Número infinito de pás;
- Espessura infinitesimal das pás e;
- Sem atrito (fluido ideal).

Figura 24 - Trajetória de uma partícula fluída na turbomáquina



(b) Runner inlet

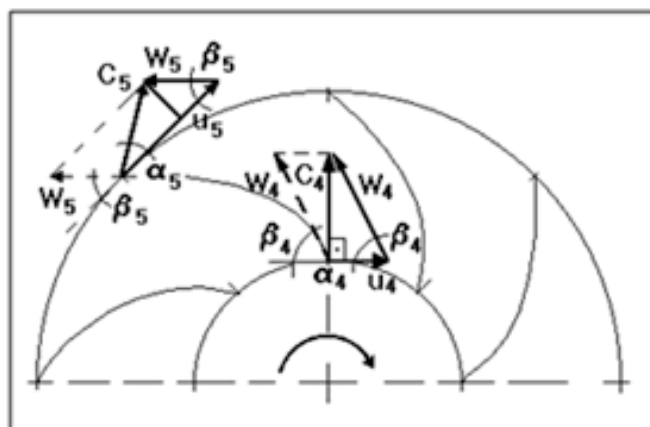


(c) Runner outlet

Fonte: Hothersall, 2004.

Como por muitas vezes é difícil observar este movimento fluído a partir de um referencial fixo ao escoamento durante todo seu percurso dentro do rotor, se constrói o chamado triângulo de velocidades (figura 21) para observar como esta partícula fluída se comporta e qual são suas velocidades absolutas (vista por um referencial fixo observando todo escoamento).

Figura 25 - Triângulo de velocidades



Fonte: 1Slideplayer, 2019.

Sendo:

U = Velocidade da pá;

W = Velocidade do fluído em um referencial relativo ao escoamento;

C = Velocidade vista por um referencial fixo ao escoamento as velocidades (velocidade absoluta);

α = Ângulo entre C e U chamado de ângulo de escoamento absoluto. E;

β = Ângulo entre a W e U chamado de ângulo das pás.

Os índices 4 indica que o ponto considerado está logo após o canal de admissão e o 5 está bem próximo da descarga.

As projeções dos vetores da velocidade absoluta são relacionadas a vazão (projeção meridional) e com a energia trocada entre o rotor e o fluido (projeção tangencial). A figura 22 demonstra isso.

Aplicando a equação de *Euler* simplificada (8) e considerando o triângulo de velocidades da figura 20, pode-se aplicar as equações da quantidade de momento angular entre os pontos 1 e 2 e assim teremos o seguinte resultado:

$$\Sigma M = \iint (r_1 \times v_{1m}) \rho (v_{1t} \cdot n) dS_1 + \iint (r_2 \times v_{2m}) \rho (v_{2t} \cdot n) dS_2 \quad (9)$$

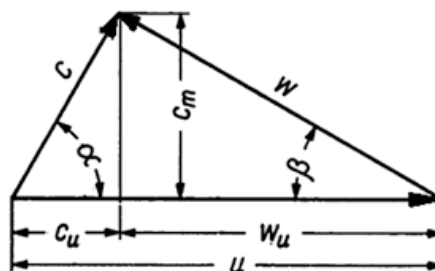
Através da equação (9) e utilizando o princípio de conservação de massa entre os pontos 1 e 2, teremos o torque exercido pela corrente fluida, conforme a seguinte expressão:

$$T = \dot{m} * (r_1 V_1 - r_2 V_2) \quad (10)$$

Dividindo a expressão da vazão mássica, tem-se equação de salto energético obtido pelas pás da turbina:

$$Y_t = r_1 V_1 - r_2 V_2 \quad (11)$$

Figura 26 - Velocidade absoluta



Fonte: Campos, 1996.

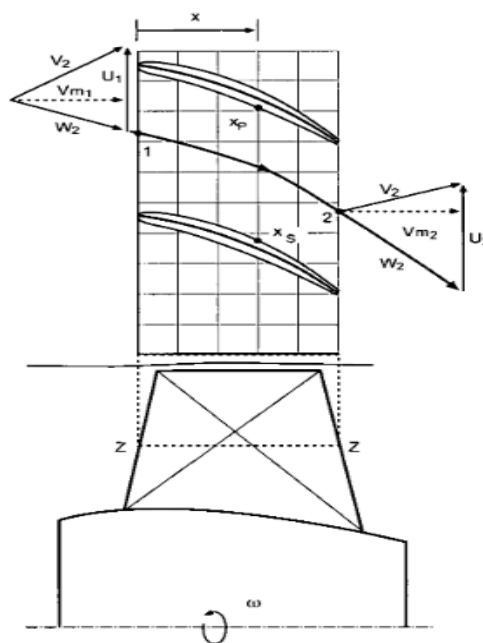
C_m = Projeção vertical da velocidade absoluta

C_u = Projeção horizontal da velocidade absoluta

Observa-se que o triângulo de velocidades determina os ângulos α e β referentes ao arco gerado pela velocidade absoluta C e sua orientação axial C_u e, o arco gerado pela

velocidade relativa e sua orientação axial, respectivamente. Na análise hidrostática e dimensionamento de uma turbina, é importante observar nas pás do rotor hidráulico os ângulos de entrada (β') e de saída (β''), que se encontraram na aresta de entrada e aresta de saída da pá.

Figura 27 - Seção transversal do perfil da pá



Fonte: Hothersall, 2004.

Esses ângulos são responsáveis pela formação dos triângulos de velocidades, os quais definem a quantidade de energia transformada, condições de entrada sem choques para que não ocorram perdas por descolamento e turbulência, perdas hidráulicas, e risco de cavitação (HENN, 2012).

Uma forma de caracterizar uma máquina de fluxo como motora ou geradora é utilizando a projeção tangencial da velocidade absoluta. Pela equação do trabalho específico trocado entre o rotor e o fluido após simplificação por semelhança de triângulos, se tem:

$$Y_{pa\infty} = c_{u5}u_5 - c_{u4}u_4 \quad (11)$$

De forma simplificada, se c_{u5} tem a mesma direção que u_5 , se caracterizará uma máquina de fluxo geradora(bomba). Senão, é uma máquina de fluxo motora(turbina).

Outra forma de se caracterizar se trabalha como uma motora ou geradora e um fator importante ao ser dimensionado para o uso de uma turbina, por exemplo, são os campos de aplicação. Visto que cada turbina terá um melhor desempenho devido seus

elementos construtivos estarem mais aptos para este escoamento. Os principais fatores para a adoção de uma turbina são a altura de queda, a vazão e a potência (figura 19).

3.5 Modelagem e simulação computacional

A modelagem computacional consiste na utilização de conjuntos de métodos e formulações para a resolução de problemas complexos, o qual envolve um grande número de variáveis, com destaque para o desenvolvimento dos métodos numéricos e de modelos matemáticos (SOUZA, 2011)

Para desenvolver um projeto de simulação computacional, é preciso ter um conhecimento das condições iniciais e de contorno do problema a ser analisado. O fluxograma a seguir detalha o procedimento na elaboração de uma simulação

Figura 28- Processo de modelagem computacional



Fonte: Souza, 2011.

No processo, a modelagem obedece a uma série de passos que necessitam ser ordenados de forma que siga uma sequência lógica desde a definição da geometria a ser utilizada, passando para as condições de contorno estabelecidas por definições físicas e a

partir disso se obtém a malha e feita um processamento dessas informações para validação dos dados.

No entanto, além do método descrito por Souza (2011), existem também o método de modelagem descrita por (Daneshkah & Zangeneh, 2010), onde a partir dos dados de fronteira, estabelece informações relativas as dimensões físicas da geometria a ser modelada. O método de (Daneshkah & Zangeneh, 2010) é descrito por “método inverso” que diferente do método convencional onde a geometria das pás é descrita por parâmetros geométricos, essa metodologia utiliza parâmetros hidrodinâmicos como carregamento das pás para determinar o formato das pás, oferecendo maiores vantagens no processo de modelagem (Daneshkah & Zangeneh, 2010).

Na proposta de modelagem, os dados iniciais já estão consolidados visto que se trata de um estudo de repotenciação, onde as informações relativas as condições de fronteira (vazão, altura de queda) já foram previamente determinadas. O trabalho se concentrará na otimização das condições de contorno assim já estabelecidas e a aferição relativo a dimensionamentos se fará por meio de algoritmos na linguagem *python*.

4 METODOLOGIA

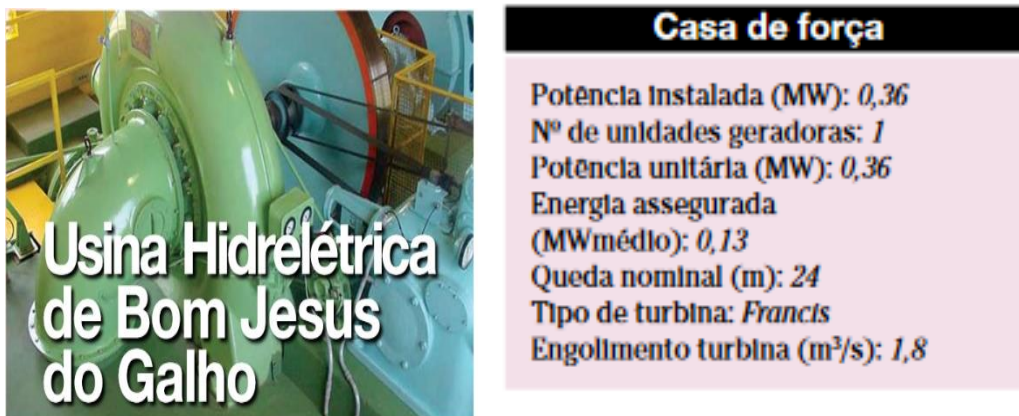
Assim como Gomes (2019), a construção de um memorial de cálculos para o dimensionamento do rotor hidráulico do tipo Francis é realizada através de uma metodologia bibliográfica exploratória, pois analisa as metodologias de autores disponíveis para encontrar uma simplificação ao uso destas, assim como o estudo para simulação computacional do escoamento do fluido.

Primeiramente, buscou-se uma aproximação objetiva do problema proposto: verificar o potencial hidráulico de uma turbina que necessita de ações de repotenciação, modelar através novas abordagens de dimensionamento de uma turbina e calcular os benefícios da ação de repotenciação. Com isso, verificou os dados dispostos no atlas da companhia de energia de minas gerais (CEMIG), onde foi analisado os dados de uma pequena central hidrelétrica (PCH), a fim de se estabelecer a escolha para o projeto.

Após a primeira análise, foi escolhida a PCH de Bom Jesus do Galho, sendo a escolha pautada inicialmente pelo período em que está usina está em operação. Iniciou suas atividades em 1931, com uma unidade geradora de 64 kW. Em 1956 passou por um estágio de modernização, com substituição dos equipamentos originais e adicionado uma turbina Francis do eixo horizontal e um gerador de 360 kW. Mediante a esses dados, verificou-se que a usina está operando 65 anos após a primeira modificação em sua potência instalada, que se nota que é um período bem superior ao considerado para submeter a uma ação de repotenciação.

Além disso, analisou-se que a usina possui reservatório do tipo gravidade, porém insuficiente para regularização de vertimento d'água para um período de hidrologia desfavorável, sendo do tipo fio d'água. Os dados da usina relativos à casa de força estão dispostos na figura 29.

Figura 29 - Dados da usina hidrelétrica de Bom Jesus do Galho



Fonte: CEMIG, 2021.

Após isso foi dimensionado através de equações e considerações de Souza (1980) respeito do rendimento total (n_t), rendimento hidráulico (n_h) e rendimento mecânico (n_m).

$$n_h = \frac{n_t}{n_m} (2)$$

Onde:

n_h = rendimento hidráulico

n_m = rendimento mecânico

n_t = rendimento total

Por prática ou catálogos de orientação, $n_m = 0,95$; $n_t = 0,8$ (Souza,1980). Assim, foi feita uma planilha com os dados extraídos da casa de força, assim como seus rendimentos internos.

Tabela 4 - Dados da PCH de Bom Jesus do Galho

Usina de BOM JESUS DO GALHO									
Dados									
H(m)	Y(J/KG)	Q(m³/s)	Ph(MW)	Pn(MW)	(Nh)	Nm	Nt	Na	Nv
24	235,44	1,8	0,423792	0,36	0,89	0,95	0,85	0,96	0,76

Fonte: Autor, 2021.

Após isso, partiu-se para o cálculo da velocidade de rotação, conforme é determinado por Souza (1980) para dimensionamento do tipo de gerador elétrico (gerador síncrono) o qual irá ligado a turbina.

O dimensionamento partiu-se da determinação da velocidade rotação específica para os dados da PCH de Bom Jesus do Galho a partir das seguintes equações:

$$n_{qA} = 10^3 * \frac{n}{60} * \frac{Q^{0.5}}{Y^{0.75}} \quad (3)$$

Onde:

n_{qA} = adimensional;

n = rotação do rotor (rpm);

Q = vazão de projeto (m^3/s);

Y = salto energético específico (J/kg)

$$Y = G * H \quad (4)$$

Onde:

g = gravidade ($9.81m/s^2$);

H = altura da barragem (m).

Sabendo que é uma turbina Francis, é possível utilizar-se da equação do coeficiente cavitação mínima para o caso de turbinas Francis. A expressão que determina isto é:

$$\sigma_{min} = 3,95 * 10^{-6} * n_{qA}^2 \quad (5)$$

Conforme a expressão descrita por Souza (1980) no livro de máquinas de fluxo – turbinas, bombas, ventiladores, para a altura de sucção geométrica máxima:

$$H_{sgmax} = \frac{1}{g} * \left(\frac{p_s}{\rho} - \sigma_{min} * Y \right) \quad (6)$$

Onde:

σ_{min} = coeficiente de cavitação mínimo;

g = gravidade;

p_s = pressão barométrica (N/m²) e;

Y = salto energético específico (J/kg).

Assim como, através disso, pode-se obter os valores acima, foi utilizado uma planilha onde se caracterizou os valores referentes o risco de cavitação e as alturas de quedas de acordo com a rotação nominal escolhida para o eixo do rotor.

Tabela 5 - Dimensionamento da velocidade de rotação da turbina

Rotação	N° polos	NqA	NqA ²	Thoma Mín	Queda*ThMin	HsgMax
900	8	334,9139	112167,3	0,443061	13,15891	-3,57685
800	9	297,7012	88626,03	0,350073	10,39716	-0,8151
720	10	267,9311	71787,09	0,283559	8,421702	1,160357
600	12	223,2759	49852,14	0,196916	5,848404	3,733655
500	14,4	186,0633	34619,54	0,136747	4,061392	5,520667
400	18	148,8506	22156,51	0,087518	2,599291	6,982768
300	24	111,638	12463,04	0,049229	1,462101	8,119958
200	36	74,42531	5539,127	0,02188	0,649823	8,932236
100	72	37,21266	1384,782	0,00547	0,162456	9,419603

Fonte: autor, 2021.

De acordo com Henn (2012), a utilização de turbina afogada, reduz o risco de cavitação da mesma. Porém, conforme observado por Souza (1980), no dimensionamento obtido a partir das equações (3) e (5), o uso da turbina afogada elevaria os custos da obra. Assim, foi optado por um valor mais próximo do afogamento, que foi para uma velocidade de rotação em torno de 720 rotações por minuto (rpm).

Após essa etapa inicial, partiu-se para o dimensionamento dos elementos construtivos de um rotor tipo Francis. No próximo passo é uma análise prévia para os elementos construtivos como diâmetro da coroa interna e coroa externa, diâmetro da entrada e diâmetro da saída das pás do rotor e bocal de sucção.

A análise será baseada nos cálculos de Souza (1980) no capítulo 11 sobre cálculo de uma turbina tipo Francis e também dos cálculos de Lima (2018) e posteriormente o uso de um algoritmo em linguagem *Python* onde foi desenvolvido com base no trabalho do mesmo, porém utilizando-se dos valores do projeto da PCH de Bom Jesus do Galho.

4.1 Cálculos Iniciais da Geometria

- Diâmetro externo da aresta de saída e largura do distribuidor para o cálculo dos diâmetros do rotor é necessária calcular uma nova velocidade de rotação específica que seja medido em rpm.

$$n_{qAr} = 3 * n * \left(\frac{Q_r^{0,5}}{H^{0,75}} \right) \quad (7)$$

Onde:

Q_r =vazão regular (m³/s).

$$Q_r = 0,731 * (1 + 0,01 * (n_{qAr}^{0,5})) * Q_{r1} \quad (8)$$

Onde:

Q_{r1} =vazão considerando rendimento volumétrico (m²/s).

$$Q_{r1} = nv * Q \quad (9)$$

Onde:

nv =rendimento volumétrico.

- O diâmetro externo da aresta de saída e a largura do distribuidor são dados pelas relações:

$$D_{5e} = 24,786 * \frac{H^{0,5}}{n} + 0,685 * \left(\frac{Q_r^{0,5}}{H^{0,25}} \right) \quad (10)$$

$$b_0 = (0,168 * 10^{-2} * n_{qAr} - 0,018 * 10^{-4} * n_{qAr}^2) * D_{5e} \quad (11)$$

- Coroa Interna:

O diâmetro externo da cora interna são dados conforme a rotação específica.

Para $100 \leq n_{qAr} \leq 350$ tem se:

$$D_{3i} = \left(0,7 + \frac{0,16}{2,11 * 10^{-3} * n_{qAr}} \right) * D_{5e} \quad (12)$$

- Coroa Externa:

O diâmetro externo da coroa externa é dado conforme a rotação específica.

Para $100 \leq n_{qAr} \leq 350$ tem se:

$$D_{3i} = (1,255 - 0,633 * 10^{-2} * n_{qAr}) * D_{5e} \quad (13)$$

- Aresta de entrada:

O diâmetro interno da aresta de entrada é dado por:

$$D_{4i} = (2,32 - 0,975 * 10^{-2} * n_{qAr}) * D_{5e} \quad (14)$$

Para $100 \leq n_{qAr} \leq 350$ tem se:

$$D_{4i} = (0,5 - 84,5 * n_{qAr}^{-1}) * D_{5e} \quad (15)$$

O diâmetro externo da aresta de entrada é dado por:

Para $250 \leq n_{qAr} \leq 350$ tem se:

$$D_{4e} = (1,025 - 0,03 * 10^{-2} * n_{qAr}) * D_{5e} \quad (16)$$

- Aresta de Saída:

O diâmetro interno da aresta de saída é dado por:

$$D_{5i} = (0,86 - 2,18 * 10^{-3} * n_{qAr}) * D_{5e} \quad (17)$$

- Interseção da Superfície Média da Pá com a Cinta Externa e a Coroa Interna:
- Coroa interna:

Para $210 \leq n_{qAr} \leq 350$ tem se:

$$L_{4i} = (2,353 * 10^{-6} * n_{qAr}^2 - 8,667 * 10^{-3} * n_{qAr} + 0,328) * D_{4e} \quad (18)$$

- Coroa externa:

Para $210 \leq n_{qAr} \leq 350$ tem se:

$$L4e = (2,222 * 10^{-4} * n_{qAr} + 0,0833) * D4e \quad (19)$$

Equação da curva da Cinta Externa e da Coroa Interna

$$Yi = 1,54 * D3i * \sqrt{\frac{X}{Li} * \left(1 - \frac{X}{Li}\right)^3} \quad (20)$$

$$Ye = 3,08 * \frac{0,162 * (D3e - D5e)}{\frac{\sqrt{L5e}}{Le} * \left(1 - \frac{L5e}{Le}\right)^3} * \sqrt{\frac{X}{Le} * \left(1 - \frac{X}{Le}\right)^3} \quad (21)$$

Onde:

Yi = equação da curva da Coroa Interna e, Ye a curva para a Cinta Externa.

4.2 Linhas de Corrente

Segundo Gomes (2019), é necessário dividir a aresta de entrada em um número de partes iguais Δs , para obtermos as posições das linhas de corrente de acordo com os tubos de corrente que dependem do rebatimento das arestas de entrada da pá, rebatidas no plano vertical.

A divisão foi feita conforme medição dos valores a partir da aresta de entrada e os demais valores foram obtidos de acordo com as equações dispostas por Gomes (2019).

$$\ln \left(\frac{cmj}{cm4i} \right) = \frac{sj}{4 \cdot ri} \cdot \left[\frac{sj}{2 \cdot s} \cdot \left(\frac{ri}{re} - 1 \right) + 1 \right] \quad (22)$$

$$kj = \frac{cmj}{cm4i} \cdot Dj \quad (23)$$

Onde:

$\frac{cmj}{cm4i}$ = relação de velocidades meridionais

sj = comprimento a partir do ponto $4i$

kj = traçado das arestas de entrada da pá rebatidas no plano vertical

Dj = diâmetro em cada ponto sj

4.3 Dimensionamento para a Aresta de Entrada e Saída.

4.3.1 Aresta de Entrada e Aresta de Saída

Os cálculos iniciais partem do uso das equações para determinar os valores de velocidade meridionais em cada ponto da aresta de entrada para assim, obter os ângulos relativos as linhas de corrente.

Assim, partiu-se das equações descritas por Souza (1980):

$$cm_j = cm_{4i}^* * e^{\left\{ \frac{S_j}{4 * r_i} * \left[\frac{S_j}{2 * s} * \left(\frac{r_i}{re} - 1 \right) + 1 \right] \right\}} \quad (24)$$

$$u_j = \frac{\pi * D_j * n}{60} \quad (25)$$

U_j = Velocidade tangencial (m/s)

$$cu_j = \frac{9,81 * n_i * h}{u_j} \quad (26)$$

Cu_j = Velocidade absoluta na direção tangencial (m/s)

$$\beta_j^* = \text{atan} \left(\frac{cm_m^*}{u_j - cu_j} \right) \quad (27)$$

β_j^* = Ângulo entre as velocidades tangenciais e relativas, sem considerar o fator de estrangulamento (fe_j) em graus.

$$z_r = \frac{r_g}{L_g} \text{sen} * \frac{\beta_{4m} + \beta_{5m}}{2} \quad (28)$$

r_g = Raio do centro de gravidade da linha de corrente média (m)

L_g = Comprimento da linha de corrente média (m)

z_r = Número provisório de pás

O número escolhido inicialmente foi de 12 pás ($z_r=12$).

$$t_j = \frac{\pi * D_j}{z_r} \quad (29)$$

t_j = passo (m)

$$e_j = 0,007 * b_m * \sqrt{h} * \left((1 - 0,7) * \frac{s_j}{s} \right) \quad (30)$$

e_j = Espessura da pá variando linearmente (m)

b_m = linha equipotencial que passa no centro de gravidade

$$f_{e_j} = 1 - \frac{e_j * \sqrt{(1 + (\cot g^2 \theta \cdot \cos^2 \beta_j^*))}}{t_j * \sin \beta_j^*} \quad (31)$$

f_{e_j} = coeficiente de estrangulamento

$$c_{m_j} = \frac{c_m^*}{f_{e_j}} \quad (32)$$

c_{m_j} = Velocidade meridional considerando o fator de estrangulamento (m/s)

$$\beta_j = \operatorname{atan} \frac{c_{m_j}}{u_j - c_{u_j}} \quad (33)$$

β_j = Ângulo entre velocidade tangencial e meridional (graus)

$$\beta_{hj} = \left[\operatorname{atan}(\tan \beta_j) (\operatorname{sen} \zeta_j) \right] \quad (34)$$

β_{hj} = Ângulo de projeção horizontal (graus)

4.4 Perfil em Verdadeira Grandeza

Durante o modelamento da turbina e suas pás, por vezes estaremos trabalhando com o corpo sólido em apenas um plano. Na representação deste corpo em vários planos, precisaremos de uma ferramenta descritiva desse corpo que transformará uma representação tridimensional em diversos planos. Mediante a isso, precisa-se projetar o perfil da pá em uma verdadeira grandeza para assim conseguir modelá-la em um corpo tridimensional.

5. ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

5.1 Desenvolvimento Inicial da Geometria

De acordo com os resultados obtidos na aplicação do algoritmo *python*, os valores da geometria da pá com os dados de entrada da PCH de Bom Jesus do Galho estão expressos na tabela 6.

Ao realizar a primeira iteração, os valores encontrados para $\beta_4 = 37,32^\circ$ e $D_{5e} = 0,5009\text{m}$. Para Souza (1980), um fator preponderante para o dimensionamento da turbina é o ângulo de entrada da pá (β_4), sendo uma recomendação do livro de Máquinas de Fluxo no capítulo sobre dimensionamento de uma turbina Francis a faixa de valores para β_4 de $70^\circ < \beta_4 < 90^\circ$. Como os valores encontrados estavam abaixo do recomendado, foi feita mais algumas iterações, a fim de se obter o valor desejado. O parâmetro para as próximas iterações foi a diminuição percentual de 5% de D_{5e} para cada iteração. Assim, foi prosseguido com os cálculos e os resultados obtidos na aplicação do algoritmo *python*, após correção dos valores da geometria da pá com os dados de entrada da PCH de Bom Jesus do Galho.

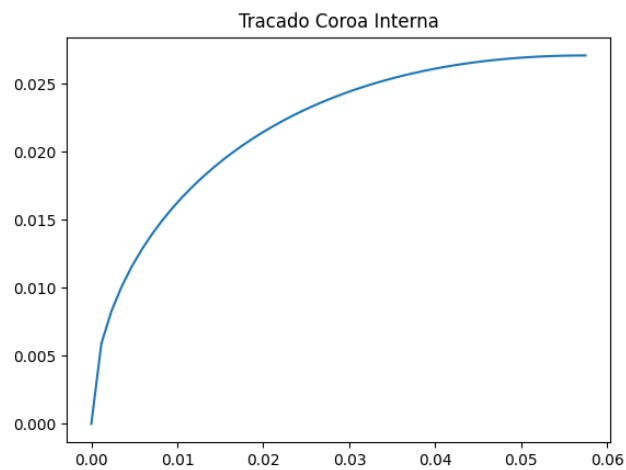
Tabela 6 - Dados referentes aos valores calculados no algoritmo Python

Un	°	m	m	M	m	m	m	m	m
	B4	b0	D3i	D3e	D4i	D4e	D4m	D5i	D5e
	80,13	0,119	0,429	0,477	0,383	0,422	0,403	0,169	0,428

Fonte: Autor,2021.

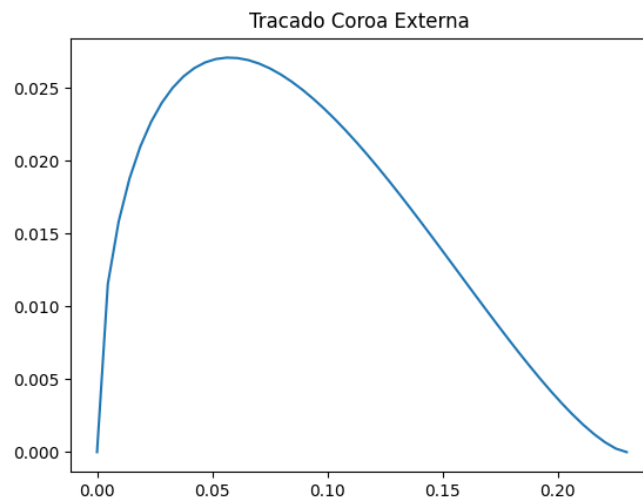
A diminuição do valor de D_{5e} foi em 15% do valor inicialmente obtido. Desta forma, pode-se obter uma projeção da coroa internas e coroa externa da pá, de acordo com os dados de entrada.

Figura 30 - Projeção coroa interna



Fonte: Autor,2021.

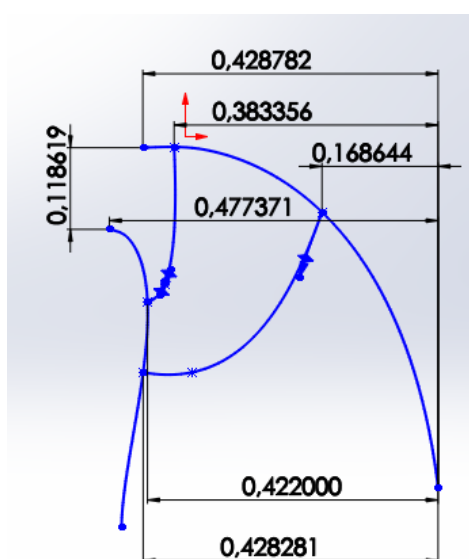
Figura 31 - Projeção coroa externa



Fonte: Autor,2021.

Com isso, projetou as curvas geradas no algoritmo e importadas para o software CAD 3D *SolidWorks*. O *SolidWorks* é uma importante ferramenta no desenvolvimento de desenho técnico e modelagem de corpos sólidos. Nele, foi desenvolvido os primeiros desenhos e as obteve-se o perfil meridional da pá com projeções em um plano x-y, conforme demonstra na figura 32.

Figura 32 - Perfil da superfície média da pá



Fonte: Autor,2021.

5.1.1 Traçado das Linhas de Corrente

Os valores obtidos nas equações estão dispostos nas tabelas 7 e tabela 8 para as arestas de entrada e saída da pá, respectivamente.

Tabela 7 - Dimensões da aresta de entrada da pá

Pts	Dj	Sj	Cmj/cm4i	kj
4i	0,381	0	1	0,383
4ll	0,381	0,044	1,046	0,399
4y	0,381	0,089	1,121	0,428
4m	0,383	0,124	1,231	0,471
4x	0,387	0,160	1,386	0,535
4l	0,394	0,191	1,600	0,629
4i	0,422	0,227	1,891	0,798

Fonte: Autor,2021.

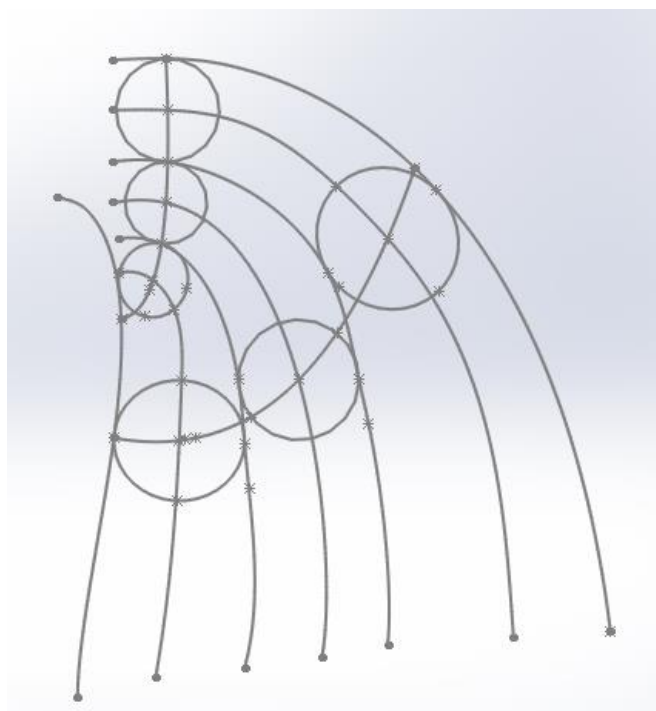
Tabela 8 - Dimensões da aresta de saída da pá

Pts	Dj	Sj	Cmj/cm4i	kj
5i	0,168644	0	1	0,168644
5II	0,192172	0,065102	1,042705	0,191747
5y	0,228445	0,143796	1,105517	0,222557
5m	0,268927	0,208456	1,191823	0,264187
5x	0,316991	0,264166	1,306475	0,321450
5I	0,371902	0,310843	1,456239	0,402090
5e	0,428281	0,348816	1,650467	0,518923

Fonte: Autor,2021.

Com os dados das arestas de entrada e saída, foi possível obter um traçado das linhas de corrente conforme a projeção das linhas coincidentes aos centros dos diâmetros, a fim de obter uma relação entre entrada e saída das pás. A figura 33 a projeção das linhas de corrente no plano meridiano da pá.

Figura 33 - Linhas de corrente na superfície média da pá



Fonte: Autor, 2021.

5.1.2 Dimensionamento para a Aresta de Entrada e Saída.

5.1.2.1 Aresta de Entrada

Assim, foi resolvido as equações 24 a 34 tanto para a aresta de entrada, quanto para aresta de saída. Para resolução das equações, foram consideradas as seguintes simplificações:

Com cm_j = Velocidade meridional;

$R_i = 0,289407m$; e

$R_e = 0,052783m$.

A partir da solução das equações, obteve-se os ângulos relativos as linhas de corrente que posteriormente seguiria para iniciar a projeção 3D da pá.

Os valores obtidos podem ser vistos na tabela 9 e 10 referentes aos valores da aresta de entrada.

Tabela 9 - Dimensões da aresta de entrada da pá parte 1

Pts	Dj	Sj	theta	zeta	uj	Bj*	Cuj
4i	0,381	0	89,51	89,51	15,91	87,94	14,56
4II	0,381	0,044	86,96	88,18	14,86	87,94	14,56
4y	0,381	0,089	83,3	82,24	14,60	87,91	14,56
4m	0,383	0,124	82,38	78,64	14,45	89,40	14,50
4x	0,387	0,160	77,32	68,92	14,39	86,93	14,35
4I	0,394	0,191	72,14	55,12	14,39	80,31	14,1
4e	0,422	0,227	92,64	52,41	14,39	58,68	13,17

Fonte: Autor, 2021.

Tabela 10 - Dimensões da aresta de entrada da pá parte 2

Pts	Tj	ej	Feej	Cmj	bj	Bjh	Cmj*
4i	0,3818	0,0024	1,0242	3,42	87,29	177,29	3,5
4II	0,3818	0,0023	1,0233	4,21	87,30	177,3	4,31
4y	0,3818	0,0022	0,9977	5,26	87,34	177,32	5,25
4m	0,3833	0,0021	1,0216	5,97	89,23	179,11	6,1
4x	0,3871	0,0020	0,9792	7,20	86,19	4,08	7,05
4I	0,3942	0,0020	0,9798	8,14	78,10	14,41	7,98
4e	0,422	0,0019	0,9783	9,34	53,25	43,3	9,14

Fonte: Autor, 2021.

5.1.2.2 Aresta de Saída

De forma análoga, os cálculos foram realizados conforme o passo anterior para a aresta de saída. Os dados e podem ser vistos nas tabelas 11 e 12 a seguir.

Tabela 11 - Dimensões da aresta de saída da pá parte 1

Pts	Dj	Sj	theta	zeta	uj	Bj*	Cuj
5e	0,428	0,348	82,48	7,52	16,15	9,98	12,98
5l	0,371	0,310	80,47	2,59	14,02	13,76	14,94
5x	0,316	0,264	67,24	4,58	11,95	20,69	17,53
5m	0,268	0,208	60,11	15,53	10,14	19,22	20,67
5y	0,228	0,143	47,38	15,45	8,61	22,35	24,33
5ll	0,192	0,065	64,84	41,5	7,24	25,97	28,92
5i	0,168	0	64,77	45,41	6,36	29,03	32,96

Fonte: Autor, 2021.

Tabela 12 - Dimensões da aresta de saída da pá parte 2

Pts	Tj	ej	Feej	Cmj	bj	Bjh	Cmj*
5e	0,1121	0,0017	0,9784	14,107	11,54	1,32	13,8031
5l	0,0973	0,0017	0,9775	12,498	14,94	1,83	12,2181
5x	0,0829	0,0018	0,7449	13,989	22,15	2,83	10,4213
5m	0,0704	0,0020	0,9738	8,7352	19,98	2,61	8,50649
5y	0,0598	0,0021	0,9707	6,7996	23,04	3,08	6,60088
5ll	0,0503	0,0022	0,9704	4,8669	26,62	3,65	4,72309
5i	0,0441	0,0024	0,9684	3,6182	29,65	4,15	3,50401

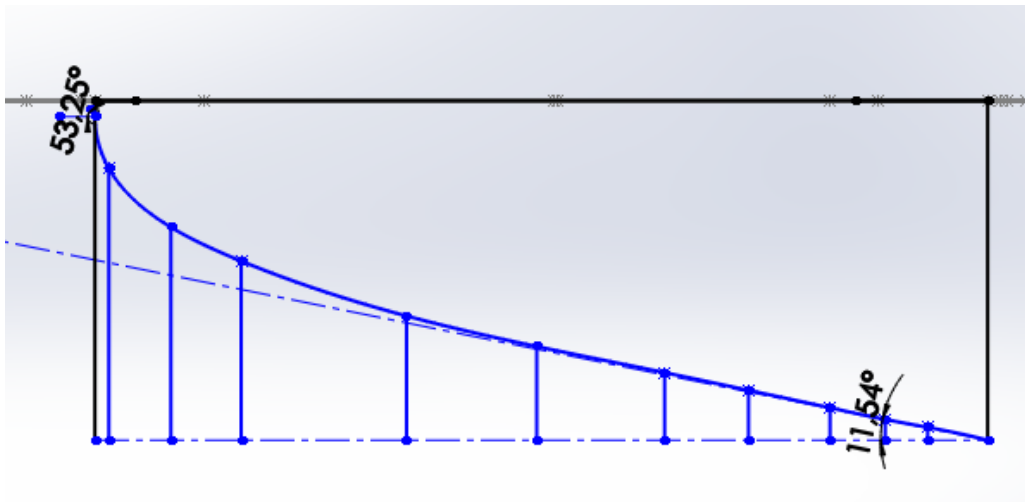
Fonte: Autor, 2021.

5.2 Esboço em Verdadeira Grandeza

Com estes valores, projetou-se através no *SolidWorks*, por meio de alguns esboços 3D, uma linha média de corrente, onde será a base para dimensionar tanto a espessura quanto o perfil da pá.

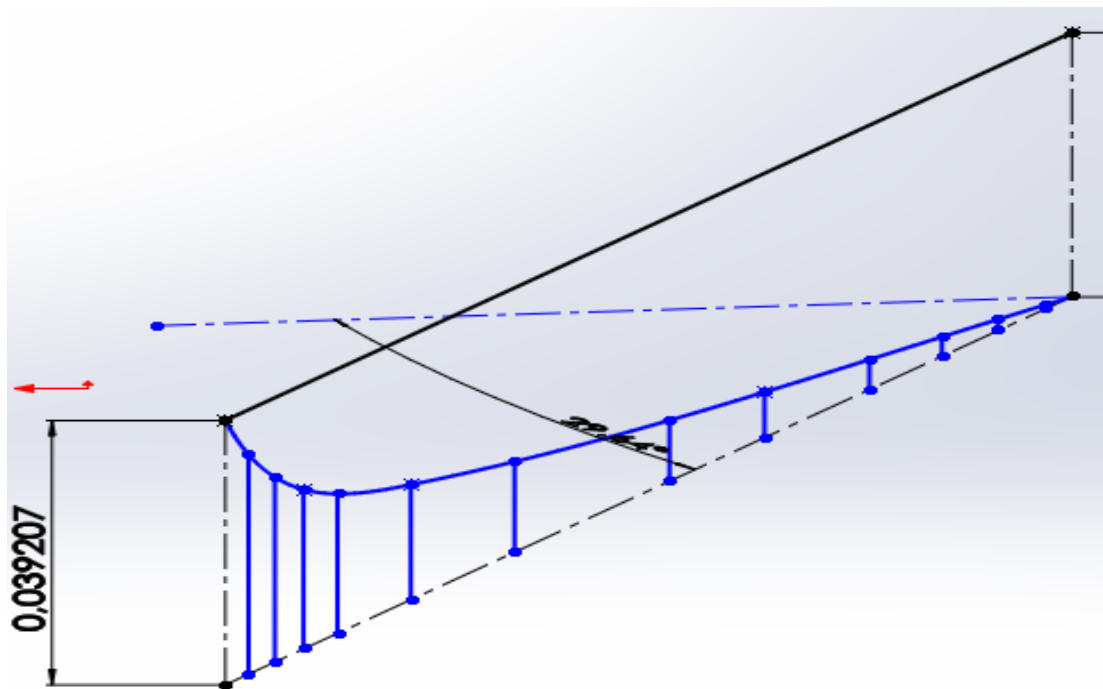
Na ferramenta, utilizando-se dos valores das tabelas 9 e 10 para aresta de entrada e também os valores 11 e 12 para a aresta de saída.

Figura 34 - Traçado da linha média em verdadeira grandeza da corda 5e-4e



Fonte: Autor, 2021.

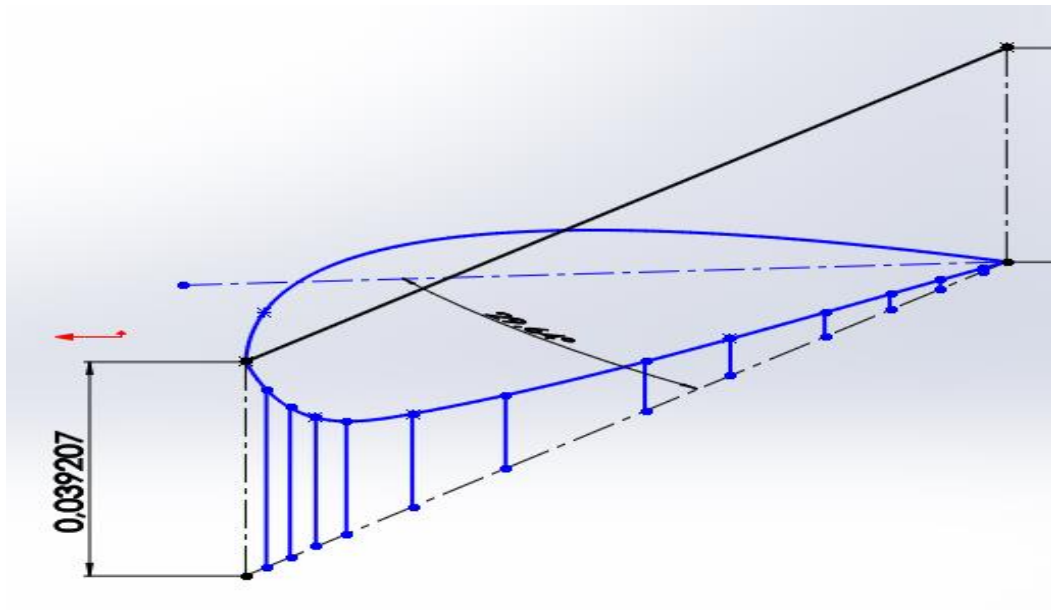
Figura 35 - Traçado da linha média em verdadeira grandeza da corda 5i-4i



Fonte: Autor, 2021.

Após obtido a linha média em verdadeira grandeza das linhas de corrente em cada um dos pontos, utilizou-se da ferramenta *spline* para ligar-se os pontos da linha média com a linha de corrente da pá. Assim, obteve-se para cada uma das cordas, o seguinte perfil:

Figura 36 - Perfil da pá em verdadeira grandeza



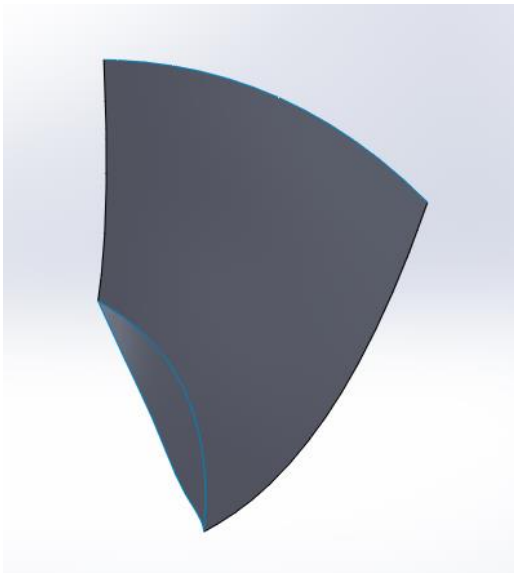
Fonte: Autor, 2021.

Com isso, pode-se obter através do comando Superfície Loft e ligando todos perfis, foi gerado a superfície da pá conforme mostra na figura 37.

Figura 37 - Desenho da pá da turbina Francis

A) Vista Frontal da pá.

B) Vista Isométrica da pá.



Fonte: Autor, 2021.



Fonte: Autor, 2021.

O dimensionamento realizado no software CAM SolidWorks produziu um perfil de pá de uma turbina Francis. O estudo relativo ao *output* de potência e a viabilidade

financeira foi continuado através da ferramenta do Ansys CPD, o qual estará relatado na próxima metodologia.

2ª METODOLOGIA

A partir dos dados iniciais do catálogo, utilizou-se para o dimensionamento do rotor da turbina Francis por meio da ferramenta CPD do software Ansys. O CPD (*centrifugal pump design*) é uma ferramenta capaz de gerar uma modelagem da geometria de uma turbomáquina de forma preliminar com poucos dados de entrada. Os dados iniciais como vazão, velocidade de rotação (rpm), altura de queda e ângulo de entrada, obtidos a partir dos dados do catálogo da PCH de Bom Jesus do Galho, foram inseridos e a partir disso é gerou-se a geometria do distribuidor e do sistema diretor de uma máquina de fluxo radial ou fluxo misto. Dessa forma, estabeleceu um perfil meridional da turbina, conforme segue a figura.

Figura 38 - Dados iniciais da geração

The image shows a screenshot of the Ansys CPD software interface. The window has three tabs: 'Operating conditions', 'Geometry', and 'Results'. The 'Operating conditions' tab is active. It contains three main sections: 'Units', 'Duty', and 'Efficiencies'.
- 'Units': A radio button for 'SI' is selected, and 'Imperial' is unselected.
- 'Duty': A table of input parameters:

Rotational speed	720	rpm
Volume flow rate	6480	m ³ /hr
Density	1000	kg/m ³
Head rise	24	m
Inlet flow angle	34.32	deg
Merid velocity ratio	0.6	

- 'Efficiencies': A dropdown menu is set to 'Overall pump efficiency calculated'. Below it are input fields for:

Hydraulic	0.96
Volumetric	0.9
Mechanical	0.96
Pump	0.829

Fonte: Autor, 2022.

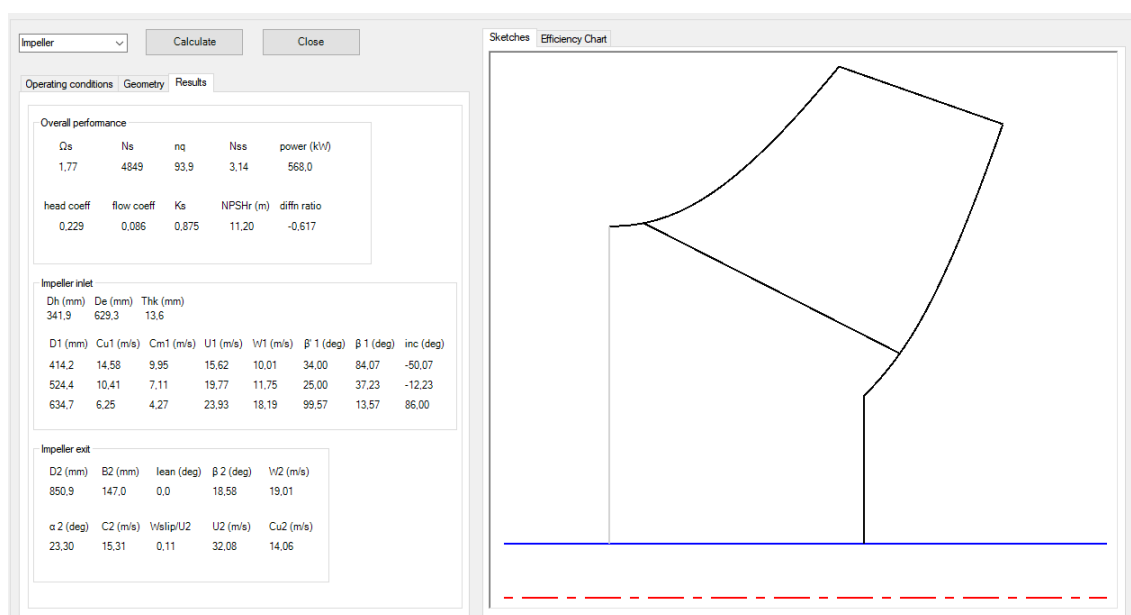
Ressalta-se que o software utilizado gera um perfil de geometria de uma bomba centrífuga. No caso do presente trabalho que será utilizado turbina do tipo Francis, é passível de ser utilizado o tipo de modelagem visto que ambas máquinas de fluxo possuem características semelhantes no que refere ao trajeto do fluido na turbomáquina.

Ademais, Ismail et al salientam que a utilização de bombas atuando como turbinas é uma alternativa aceitável em pequenas centrais hidrelétricas, visto que o uso de PAT (do inglês *pump as turbine*), oferece uma solução de baixo custo se comparado a aquisição de uma nova turbina (ISMAL et al, 2014). Além disso, Skjoldli (2018) afirma que em plantas com capacidade de até 500 kW a instalação de uma PAT, pode reduzir os custos de capital em uma relação de 10-1, com período de retorno financeiro sendo reduzido de 15 anos de uma instalação normal para 2 anos utilizando uma PAT (SKJOLDLI, 2018).

Dessa forma, adotou-se para modelagem uma bomba que funciona como uma turbina e a partir disso, buscou-se a otimização da relação do custo e da eficiência no que tange o aumento da potência instalada da UHE.

Dessa forma, com os dados do perfil da turbina, foi calculado suas dimensões no software. A geometria do distribuidor assim como os ângulos de entrada e saída do fluido estão conforme a figura a seguir.

Figura 39 - Dados da geometria do distribuidor



Fonte: Autor, 2022.

Para a validação dos parâmetros iniciais, foi desenvolvido um código em linguagem *Python* onde foram calculados todos os parâmetros geométricos para o dimensionamento da turbina. conforme ajustes no software em relação aos ângulos de incidência, espessura das pás e velocidades absolutas, relativas e suas componentes, obteve-se uma aproximação empírica dos valores calculados em relação ao que foi calculado analiticamente.

Figura 40 - Dimensões calculadas

```

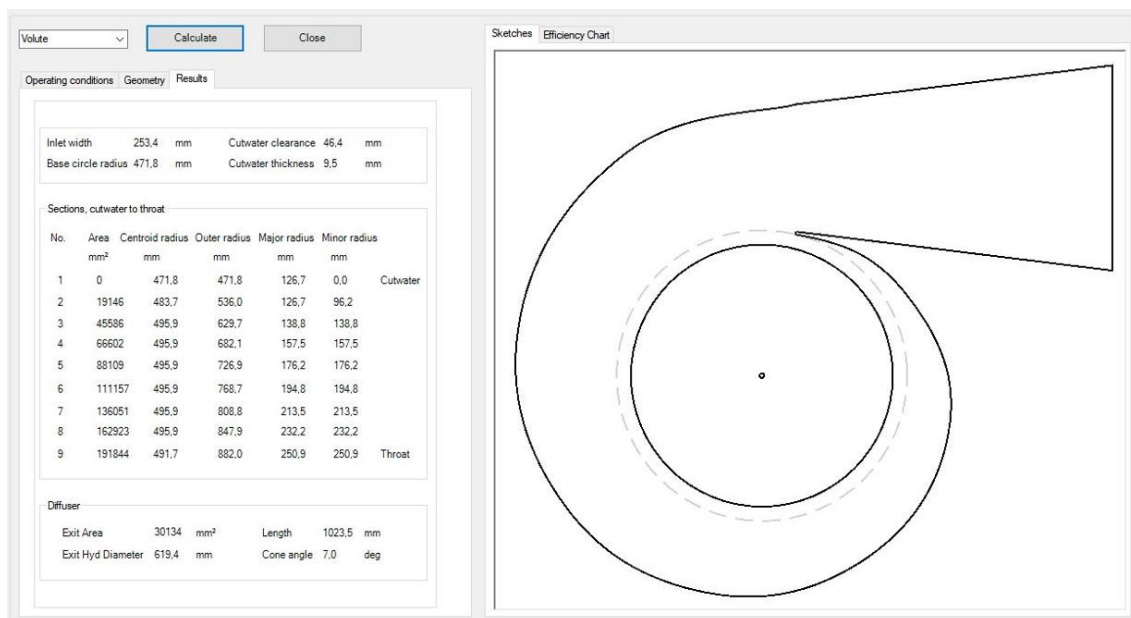
Rotação específica nqA: 273.3886232257973
Turbina Francis Rapida
C5max 8.947044204652173 m/s      Velocidade máxima admissível na entrada
D5e 0.5061179074214098 m        Diâmetro coroa externa mínimo da entrada de admissão
D4m 0.409955505011342 m        Diâmetro coroa interna médio mínimo admissível
b0 0.16195773037485114 m        Espessura mínima da pás
Qr = [1.91489362] nqAr = [275.65612424]
u4m = 15.454958434108926 cm = [9.97857548] cu4m = 14.624588022260285
B4m = [85.24307307]
B5m = 6.191692577076666
c5m = 0.964985338392339 u5m = 8.894852629284413 cu5m = 0 D5m = [0.31861885]

```

Fonte: Autor, 2022.

Da mesma forma, foi feito o dimensionamento do sistema diretor da turbina, onde foi determinado a partir dos dados inicialmente estabelecidos para a modelagem do distribuidor.

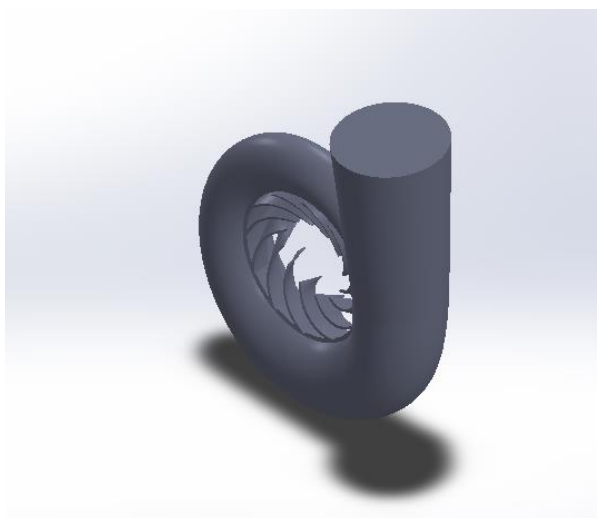
Figura 41 - Dimensões do sistema diretor



Fonte: Autor, 2022

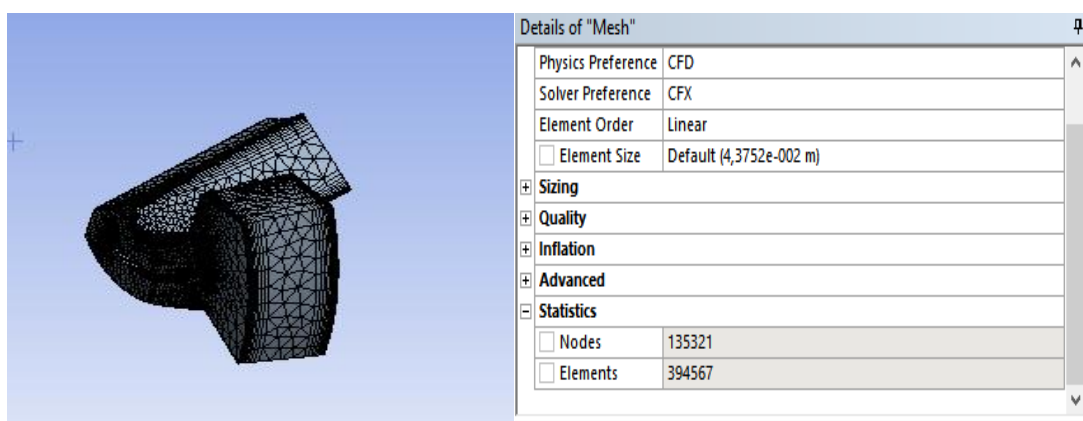
A partir dos dados obtidos na ferramenta CPD, gerou-se os sólidos relativos às geometrias do distribuidor e da caixa espiral da turbina. Além disso, na figura 43 gerou-se uma malha referente aos elementos da pá para validação da geometria. O aprofundamento relativo ao tema de análise de malha não foi contemplado visto que não é do objetivo do trabalho em questão, ficando para trabalhos futuros.

Figura 42 - Montagem do sólido dimensionado pela ferramenta CPD-Ansys



Fonte: Autor, 2022.

Figura 43 - Malha realizada para uma pá da turbina



Fonte: Autor, 2022.

Conforme indica na figura 39, a nova geometria do distribuidor consegue entregar 568 kW para o rotor. Simplificando para o caso em que não há perdas no processo de transformação de potência mecânica no eixo do rotor para o gerador síncrono, o ganho estimado com a substituição dessa metodologia proposta para a turbina atual será de 218 kW à mais de potência instalada na geração. Uma análise preliminar indica-se um ganho em eficiência de 62,3% se comparado ao que está instalado.

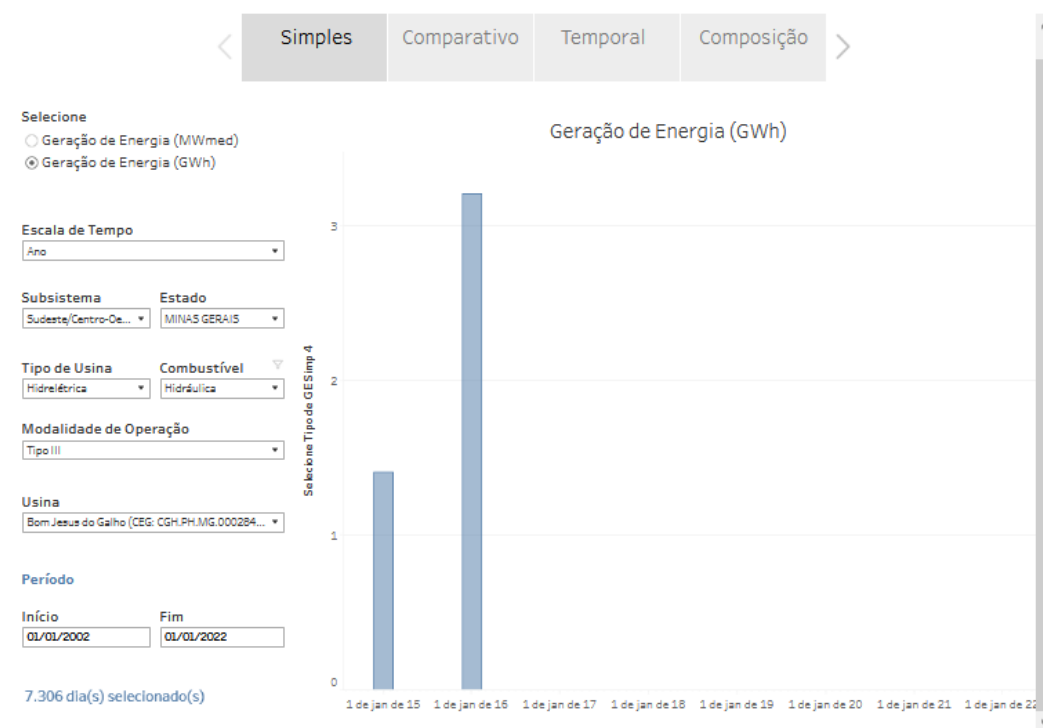
Considerando que a modernização da nova turbina terá que ser acompanhada com a substituição dos equipamentos de geração acoplados a turbina, de transformação e proteção da nova central geradora. Assim, os custos atrelados a repotenciação será calculada conforme a metodologia de Lemos (2014), onde considera: Custo unitário médio de uma unidade geradora completa com turbina Francis ou Kaplan, incluindo seus

sistemas auxiliares e serviços auxiliares de corrente alternada (CA) e corrente contínua (CC), transformador elevador da tensão, pequenas intervenções remanescentes de ordem civil, engenharia de propostas, engenharia do produto, engenharia de fabricação, transporte, montagem e comissionamento: R\$ 1.300.000,00 / MW instalado para unidades geradoras com turbina Francis (LEMOS, 2014). Mediante a isso, considerando os custos relativos a uma potência instalada proposta de 568 kW, os custos de modernização serão compatíveis ao valor de R\$ 738.400,00 contabilizando todos os custos dos serviços elétricos, mecânicos e civis que estarão sujeitos a esta obra.

Neste sentido, com intuito de contabilizar a viabilidade financeira da ação de repotenciação, buscou no acervo de documentos técnicos da Eletrobrás – manuais e diretrizes para estudos e projetos. Averiguando os materiais, em um dos documentos referentes ao cálculo de viabilidade, obteve-se um checklist para se desenvolver o cálculo do valor presente líquido no investimento de repotenciação. O checklist dos dados pode ser visto na tabela 13.

Inicialmente, para estimar a receita da venda da geração de energia foi necessário verificar o histórico de geração da usina para se ter base para análise de dados para estimar os possíveis ganhos com a repotenciação. Dessa forma, buscou-se os dados de geração na plataforma da ONS relativos aos últimos 30 anos que é o período outorgado de concessão autorizada conforme a lei regulamentadora nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Porém, o período contabilizado da ONS só contempla apenas os anos de 2015 e 2016 com geração de 1 GWh e 3 GWh, respectivamente.

Figura 44 - Histórico de geração da PCH de Bom Jesus do Galho



Fonte: ONS, 2022.

Os dados referentes a despesa de financiamento não serão utilizados visto que foi considerado que os investimentos feitos são custeados através de recursos próprios. Além disso, não foram considerados os dados de seguros, provisões para imposto de renda, possível depreciação nos valores e subsídios, contribuições sociais ou amortização dos valores. Os demais parâmetros como operação e manutenção, depreciação, RGR, TSFEE PIS/COFINS e os encargos de transmissão foram referenciados no próprio documento da Eletrobrás e no trabalho de Lemos (2013). Sendo assim, o resultado da análise foi positivo, com o retorno financeiro no 3º ano de investimento. Os resultados de toda à análise no horizonte dos 30 anos podem ser vistos na planilha em anexo.

Tabela 13 - Viabilidade financeira

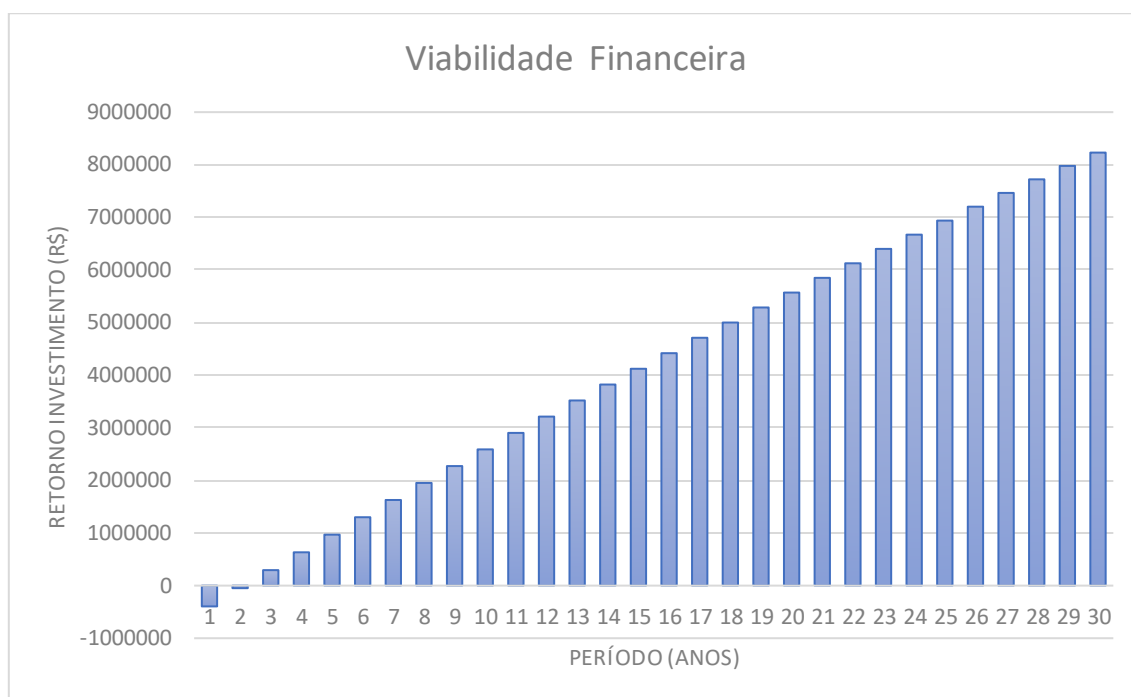
ITENS	ANOS				
	0	1	n
(+) Receita da Venda de Energia	498.600,00				
(-) Operação e Manutenção	5%				
(-) Depreciação	1%				
(-) Despesa Financeira (Juros)	-				
(-) Impostos e Taxas	7,15%				
. RGR(Uso de Bem Público-UBP)	2,5%				
. Fiscaliz. ANEEL(*) - TFSEE	0,5%				
. Compensação Financeira	isento				
. PIS	0,5%				
. COFINS	3,65%				
. Outros					
(-) Encargos de Transmissão (Pedágio)	8%				
(-) Seguros					
(=) Resultado Operacional Bruto					
(-) Provisões para I. Renda					
(=) Resultado Operacional Líquido					
(+) Depreciação					
(+) Subsídio da C.C.C					
(-) Contribuição Social					
(-) Investimentos Fixos	-738.400,00				
(-) Amortização					
(+) Valor Residual do Empreendimento					
(=) Fluxo de Caixa do Empreendimento	-343.108,20				
Valor Presente Líquido (VPL) no período concessão (30 anos)	23.691.173,69				

Fonte: Eletrobrás, 1999

Conforme observa-se, em um investimento em um horizonte de 30 anos - período do contrato de concessão - o retorno do valor presente líquido (VPL) na proposta de repotenciação dessa unidade geradora se obtém um valor total de R\$ 23.691.173,69. O resultado encontrado parece bastante promissor para uma análise preliminar. Há de se ter em mente que muitas simplificações foram feitas para o estudo, onde não foram consideradas todas as variedades de constam no problema. Para uma análise mais

aproximada do problema, seria necessário considerar variáveis como regime hidrológico visto que em usinas fio d'água essas são bastante dependentes desses parâmetros por não haver um reservatório com capacidade para vertimento d'água, em períodos críticos de baixa vazão hidrológica.

Figura 45 - Viabilidade Financeira para um período de concessão



Fonte: Autor, 2022.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Através do trabalho desenvolvido, teve-se maior contato a respeito de temas como a repotenciação, planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos e aprofundamento em projetos de turbinas hidráulicas. Adicionalmente, o mesmo propiciou maior conhecimento de dimensionamento de uma turbina hidráulica através de uma modelagem computacional de acordo com as condições da PCH de Bom Jesus do Galho. E, proporcionou a avaliação energético financeiro do estudo de uma nova metodologia para a turbina dimensionada e seu ganho estimado para o sistema em despacho de potência e para o concessionário que detém a outorga do contrato de concessão da usina em questão.

Os cálculos iniciais da geometria se mostraram promissores na linguagem python. Posteriormente, na modelagem computacional, onde se utilizou o software Ansys para determinar as dimensões da geometria das pás através dos dados já calculados em um algoritmo, pode-se ter um resultado mais satisfatório e a partir desses resultados, seguiu-se para a análise da ação de repotenciação.

Em relação a ação de repotenciação, obteve resultados promissores, de forma que a análise gerou um retorno em eficiência energética, em potência instalada e um retorno financeiro positivo. Apesar de tudo, o estudo realizado foi considerado um cenário bastante simplificado onde buscou apenas os ganhos possíveis gerados pela substituição da nova turbina proposta. Não foram considerados variáveis climáticas como regime hidrológico ou custos de geração pautados em volatilidades do sistema de despacho hidrotérmico. Assim, para uma análise mais completa, seria necessário a utilização de modelos de simulações de usina, como consta nos trabalhos de EPE (2008) e Borborema (2015) referente aos modelos SUIISHI-O e modelo NEWAVE.

Por fim, verifica-se a complexidade da operação e despacho do sistema hidrotérmico para o SEB. O acoplamento temporal da tomada de decisões de despacho de usinas hidráulicas, aliados ao possível risco de desabastecimento do sistema centralizado, faz com que se flexibilize a matriz energética onde prioritariamente é de base hídrica e opte pela geração termelétrica para manter uma garantia física no suprimento da carga. Essa medida de médio prazo acaba por ser uma medida emergencial que culmina em um aumento no custo de geração pelo risco não assumido. Como é citado por Lemos (2013), a necessidade de a ANEEL estudar medidas de compensação de ações de repotenciação, sobretudo no contexto de aumento da capacidade instalada para suprir a demanda de geração na ponta. Medidas para incentivar a repotenciação ressarcindo os

investimentos, seja através de encargos ou através de um contrato de potência (ANEEL,2011;LEMOS, 2013). Se feitas tais mudanças, será capaz de se gerar um grande impacto no sistema de geração, de forma que amplie os ganhos de potência das usinas existentes, mitigue os custos de geração termelétrico, diminua a necessidade da ampliação do parque hidrelétrico suprimindo a demanda de energia elétrica no SEB.

Como trabalho futuro, buscará aperfeiçoar a análise econômico-financeira de uma ação de repotenciação considerando as complexidades inerentes à uma UHE fio d'água. A análise do regime hidrológico para estimar ou até mesmo realizar medidas *in loco* das variações na vazão da bacia hidrográfica a qual a usina está inserida. Além disso, um estudo focado em uma turbina em seu BEP servirá como melhor parâmetro para se examinar um melhor ganho de potência para um projeto de repotenciação.

As contribuições dessa pesquisa poderão servir como fomento a discussão sobre a modernização das usinas hidráulicas com ganho na potência instalada através de projetos de repotenciação visto a importância dessa fonte geradora para o planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro. Sendo fundamental a importância de melhoria no contexto que estamos inserindo, necessitando medidas do setor elétrico regulatório a respeito dessa temática.

7. REFERÊNCIAS

BARBOSA, M. **Estabilidade de Sistema Elétrico de Energia**, Faculdade de Engenharia. Universidade do Porto, 2013.

BLACKEN, W. D. **Applying New Technology in the Upgrading or Upgrading of Generators**. *Hydropower & Dams*, No. 5, pp. 26-32, 1997.

BORBOREMA, F. H. **A repotenciação e motorização de usinas hidrelétricas como alternativa para mitigar os efeitos das mudanças climáticas na geração de energia elétrica no Brasil**. Universidade Federal de Itajubá, 2015.

DANESHKAH, K. and ZANGENEH, M. **Parametric design of a Francis turbine runner by means of a three-dimensional inverse design method**, 2011. Disponível em: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/12/1/012058/pdf>. Acesso em: 10 nov. 2021.

LIMA, T. **Modelagem virtual de um rotor de turbina tipo Francis**. 2018. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2018.

ELETROBRÁS, **Hidrelétrico Brasileiro em cada Estágio por Bacia Hidrográfica**. 2018. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Potencial-Hidreletrico-Brasileiro.aspx>. Acesso em: 27 jul. 2022.

EPE, Ministério de Minas e Energia. **Caderno de Preços da Geração**. 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao622/CadernodePre%C3%A7osdeGera%C3%A7%C3%A3o_r0.pdf. Acesso em: 03 abr. 2022

EPE, Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 – Demanda de Energia**, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-423/topico-481/02%20Demandada%20de%20Energia.pdf>. Acesso em: 11 mai. 2022.

EPE, Ministério de Minas e Energia. **Nota Técnica DEN 03/08: Considerações sobre a Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas**, 2008. Disponível em: https://meioambiente.mppr.mp.br/arquivos/File/Acervo/Nota_tecnica_EPE.pdf. Acesso em: 18 jan. 2022.

FINARDI, C. E. **Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Utilizando Computação de Alto Desempenho**. Universidade Federal de Santa Catarina, 1999.

FORTUNATO, L. A. M.; Araripe, T. A. A.; Albuquerque, J. C. R.; Veiga, M. F. P. Ferraz Pereira. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Niterói: EDUFF, 1990. ELETROBRÁS/EDUFF Editora Universitária; Niterói; 1990.

GOLDBERG, J.; LIER, O. E. **Rehabilitation of Hydropower: An introduction to Economic and Technical Issues**. World Bank, 2011. Disponível em <www.zaragoza.es/contenidos/medioambiente/onu/1187-eng.pdf>. Acesso em: 21 nov. 2021.

GOMES, E. P. **Potencial de repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil e sua viabilização**. Universidade Estadual de Campinas, 2013.

GOMES, S. S. **Dimensionamento de um rotor hidráulico do tipo francis para uma pequena central hidrelétrica no rio pardo**. Universidade Federal de Santa Maria, 2019.

ISMAIL, A.; OTHMAN, A.; ISLAM, S.; ZEN, H. *End Suction Centrifugal Pump Operating in Turbine Mode for Microhydro Applications*. 2014. Disponível em: <<https://journals.sagepub.com/doi/10.1155/2014/139868>>. Acesso em: 03 ago. 2022

ONS. **Histórico da Operação Geração de Energia**, 2022. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 31 jul. 2022.

IEC, **Hydraulic Turbines, Storages Pumps and Pump-turbines – Rehabilitation and performance improvement**. International Electrotechnical Commission 62256. Suíça, 2008.

ITAIPU. **Nossa História**, 2014. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/nossa-historia>>. Acesso em: 21 mai,2021.

LEMOS, H. F. **Estudos de Repotenciação de Usinas Hidrelétricas por meio da Motorização de Poços Vazios Existentes**. Universidade Estadual de Campinas, 2014.

NAZARÉ, F. L. **Despacho Hidrotérmico com Critério de Aversão ao Risco: Impacto na Expansão da Geração do Sistema**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.

POMILIO, J.A. CAP. 2. *In*: POMILIO, J.A. **Eletrônica de Potência para Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica: ENERGIA ELÉTRICA E FONTES RENOVÁVEIS**. Universidade Estadual de Campinas, 2021.

HENN, É. L. **Máquinas de fluido**.3. ed.Santa Maria: Editora UFSM, 2012.

SCHAPPO, M.; ROCHA, I. O. **A geração de energia hidrelétrica: o caso da usina hidrelétrica garcia i (angelina/sc)**. Universidade do Estado de Santa Catarina, 2005.

SKJOLDLI, S. **Pump as Turbine Symmetry Prediction Method for Pump as Turbine Characteristics**. Norwegian University of Science and Technology (NTNU). 2018.

SOUZA, Z. **Projeto de Máquinas de Fluxo: tomo III, turbinas hidráulicas com rotores tipo Francis**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 1980; Minas Gerais: Editora Acta, 1980.

VEIGA, J. R. C. **Oportunidades de negócio com a repotenciação de usinas – aspectos técnicos, econômicos e ambientais**. Universidade de São Paulo, 2001.

WEITZEL, L.; Rovere, E.; Cunha, R. **As demandas do novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro**. In: V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Políticas públicas para a Energia: Desafios para o próximo quadriênio, Brasília, 2006.